

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

Escuela politécnica superior

Departamento de tecnología electrónica



ANÁLISIS DEL AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO CON GESTIÓN DE CONSUMO

Trabajo fin de grado

TITULACIÓN: Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR: M^a del Prado Izquierdo Mora

TUTOR: Vicente Salas Merino

Leganés, Septiembre 2014



Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi tutor Vicente Salas el darme la oportunidad de llevar mi trabajo fin de grado, gracias también por sus consejos.

Agradecer a mis padres todo el apoyo que me han dado durante estos años. Y más especialmente a mi hermano que me ha prestado su ayuda siempre que lo he necesitado, demostrando una gran paciencia digna a veces de admirar. A mi abuela, por esperar siempre lo mejor para nosotros y porque con solo su presencia todo es mucho mejor. Al resto de mis familiares por la preocupación que han demostrado siempre.

A mis amigas de siempre, por estar siempre a mi lado y darme ánimos, sobre todo al realizar este último año. A Raúl, por ayudarme siempre que lo he necesitado. Gracias de verdad.

En estos cinco años en la universidad he aprendido muchas cosas, pero también he conocido a muchas personas, y algunas de esas personas hoy por hoy las puedo llamar por el nombre de AMIGOS.

Es imposible pasar por alto a Noelia Galán, mi compañera y amiga. Hace cinco años empecé este camino a su lado, y la verdad es que nunca ha dejado de ayudarme, de preocuparse, de interesarse y de animarme. Sinceramente, esta mención es poco para agradecer todo lo que ha hecho por mí. Gracias.

Planificación

	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Asignación y especificación del TFG	■	■	■	■	■	■	■
Búsqueda, lectura y recopilación información	■	■	■	■	■	■	■
Aprendizaje del manejo de PVSyst			■	■	■	■	■
Simulaciones PVSyst					■	■	■
Comparativas Microsoft Excel						■	■
Estructuración y realización del Estudio económico							■
Redacción de la Memoria		■	■	■	■	■	■
Elaboración de la presentación							■

Tabla 0. Planificación. Elaboración propia

Total de horas dedicadas= 480h

Tabla de contenidos

Índice de figuras	7
Índice de tablas	9
1. Objetivos	11
2. Energía solar	12
2.1 El efecto fotovoltaico	12
2.2 Radiación solar	13
2.3 Tipos de instalaciones de energía solar fotovoltaica	14
2.4 Evolución del mercado fotovoltaico en el mundo	15
2.5 Evolución del mercado fotovoltaico en España	16
2.6 Normativa actual de la fotovoltaica en España.....	18
3. Autoconsumo	21
3.1 Tipos de autoconsumo	21
3.1.1 Autoconsumo aislado.....	21
3.1.2 Autoconsumo conectado a red	24
<i>Instalaciones conectadas a red con vertido de excedentes.....</i>	25
<i>Instalaciones conectadas a red sin inyección de excedentes</i>	27
Elementos que componen la instalación.....	30
3.1 Normativa del autoconsumo en España	36
4. Desarrollo de la instalación	38
4.1 Emplazamiento: Radiación solar	39
4.2 Elementos y especificaciones a seguir para el desarrollo de los casos prácticos	41
<i>Desarrollo de los casos prácticos</i>	41
Especificaciones en el predimensionado	41
Dimensionado de la instalación	43
Obtención de resultados	46
4.3 Casos prácticos.....	48
4.3.1 Simulaciones Madrid	48
4.3.2 Simulaciones San Javier.....	57
4.4 Comparativa generación consumo	65
4.5 Instalación óptima.....	80
Elementos de la instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo óptima.....	81
4.6 Aumento de eficiencia	81

5.	Estudio económico	93
5.2	Presupuesto	93
5.3	Comparativa económica con respecto al mercado actual	94
	Tarifa de último recurso (TUR)	94
	Tarifa de último recurso con discriminación horaria (TUR DH)	99
6.	Conclusiones.....	105
7.	Referencias.....	106
8.	ANEXO I Informes de las simulaciones con PV Syst	109
9.	ANEXO II Catálogos.....	134

Índice de figuras

Figura 1. Radiación solar en Europa. Fuente: [7]	13
Figura 2. Evolución de la instalación fotovoltaica anual. Fuente: [12]	15
Figura 3. Cobertura de demanda energética en España. Fuente: [8]	17
Figura 4. Evolución de la energía solar en España según REE. Elaboración propia.	17
Figura 5. Esquema de autoconsumo aislado. Fuente: [25]	23
Figura 6. Representación de autoconsumo con balance neto. Fuente: [26]	26
Figura 7. Esquema de autoconsumo con balance neto. Fuente: [27].....	27
Figura 8. Representación de autoconsumo instantáneo. Fuente: [26].....	28
Figura 9. Esquema autoconsumo instantáneo. Fuente: [5]	29
Figura 10. Eficiencia energética según el tipo de celdas fotovoltaicas. Fuente: [10]	31
Figura 11. Mapa de la radiación solar en España. Fuente: [34]	39
Figura 12. Especificaciones predimensionado. Fuente: PV Syst	42
Figura 13. Construcción y objetos cercanos. Fuente: PV Syst.....	43
Figura 14. Coordenadas vivienda. Fuente: PV Syst	44
Figura 15. Configuración global del sistema. Fuente: PV Syst	46
Figura 16. Energía a la salida del inversor, San Javier con potencia instalada 2 kW. Fuente: PV Syst	47
Figura 17. Gráfica de la radiación solar en Madrid. Elaboración propia.....	48
Figura 18. Potencia producida y rendimiento, Madrid 3,3 kW. Fuente: PV Syst	49
Figura 19. Potencia producida y rendimiento, Madrid 2 kW. Fuente: PV Syst	52
Figura 20. Potencia producida y rendimiento, Madrid 1 kW. Fuente: PV Syst	55
Figura 21. Gráfica de la radiación solar en San Javier. Elaboración propia.....	57
Figura 22. Potencia producida y rendimiento, San Javier 3,3 kW. Fuente: PV Syst.....	58
Figura 23. Potencia producida y rendimiento, San Javier 2 kW. Fuente: PV Syst.....	61
Figura 24. Potencia producida y rendimiento, San Javier 1 kW. Fuente: PV Syst.....	63
Figura 25. Comparativa de invierno, Madrid 3,3 kW. Elaboración propia.....	67
Figura 26. Comparativa de invierno, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia	67
Figura 27. Comparativa de primavera, Madrid 3,3 kW. Elaboración propia	68
Figura 28. Comparativa de primavera, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia	68
Figura 29. Comparativa de verano, Madrid 3,3 kW. Elaboración propia.....	69
Figura 30. Comparativa de verano, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia.....	69
Figura 31. Comparativa de otoño, Madrid 3,3 kW. Elaboración propia	70
Figura 32. Comparativa de otoño, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia	70
Figura 33. Comparativa de invierno, Madrid 2 kW. Elaboración propia.....	71
Figura 34. Comparativa de invierno, San Javier 2 kW. Elaboración propia.....	72
Figura 35. Comparativa de primavera, Madrid 2 kW. Elaboración propia	72
Figura 36. Comparativa de primavera, San Javier 2 kW. Elaboración propia	73
Figura 37. Comparativa de verano, Madrid 2 kW. Elaboración propia.....	73
Figura 38. Comparativa de verano, San Javier 2 kW. Elaboración propia.....	74
Figura 39. Comparativa de otoño, Madrid 2 kW. Elaboración propia	74
Figura 40. Comparativa de otoño, San Javier 2 kW. Elaboración propia	75
Figura 41. Comparativa de invierno, Madrid 1 kW. Elaboración propia.....	76
Figura 42. Comparativa de invierno, San Javier 1 kW. Elaboración propia.....	76

Figura 43. Comparativa de primavera, Madrid 1 kW. Elaboración propia	77
Figura 44. Comparativa de primavera, San Javier 1 kW. Elaboración propia	77
Figura 45. Comparativa de verano, Madrid 1 kW. Elaboración propia.....	78
Figura 46. Comparativa de verano, San Javier 1 kW. Elaboración propia.....	78
Figura 47. Comparativa de otoño, Madrid 1 kW. Elaboración propia	79
Figura 48. Comparativa de otoño, San Javier 1 kW. Elaboración propia	79
Figura 49. Comparativa eficiencia de invierno, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia	83
Figura 50. Comparativa eficiencia de primavera, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia	86
Figura 51. Comparativa eficiencia de verano, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia	88
Figura 52. Comparativa eficiencia de otoño, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia	90
Figure 53. Comparativa generación consumo con inyección cero. Elaboración propia	92

Índice de tablas

Tabla 1. Radiación solar Pvgis. Elaboración propia.....	40
Tabla 2. Dimensiones casa. Elaboración propia.....	44
Tabla 3. Dimensiones tejado. Elaboración propia.....	44
Tabla 4. Dimensiones árbol. Elaboración propia.....	45
Tabla 5. Valores obtenidos Madrid 3,3 kW. Fuente: PVSyst.....	50
Tabla 6. Tabla de unidades. Elaboración propia.....	50
Tabla 7. Pérdidas anuales Madrid 3,3 kW. Elaboración propia.....	51
Tabla 8. Valores obtenidos Madrid 2 kW. Fuente: PVSyst.....	53
Tabla 9. Pérdidas anuales Madrid 2 kW. Elaboración propia.....	53
Tabla 10. Valores obtenidos Madrid 1 kW. Fuente: PVSyst.....	55
Tabla 11. Pérdidas anuales Madrid 1 kW. Elaboración propia.....	56
Tabla 12. Valores obtenidos San Javier 3,3 kW. Fuente: PVSyst.....	59
Tabla 13. Leyenda tabla de valores. Elaboración propia.....	59
Tabla 14. Pérdidas anuales San Javier 3,3 kW. Elaboración propia.....	60
Tabla 15. Valores obtenidos San Javier 2 kW. Fuente: PVSyst.....	62
Tabla 16. Pérdidas anuales San Javier 2 kW. Elaboración propia.....	62
Tabla 17. Valores obtenidos San Javier 1 kW. Fuente: PVSyst.....	64
Tabla 18. Pérdidas anuales San Javier 1 kW. Elaboración propia.....	65
Tabla 19. Estimación de potencia consumida en cada estación del año. Elaboración propia....	66
Tabla 20. Aparatos de consumo puntual. Elaboración propia.....	82
Tabla 21. Electrodomésticos de gran potencia consumida. Elaboración propia.....	82
Tabla 22. Resultados de potencia en invierno. Elaboración propia.....	84
Tabla 23. Resultados de potencia en primavera. Elaboración propia.....	87
Tabla 24. Resultados de potencia en verano. Elaboración propia.....	89
Tabla 25. Resultados de potencia en otoño. Elaboración propia.....	91
Tabla 26. Presupuesto aproximado con los elementos seleccionados. Elaboración propia.....	93
Tabla 27. Cálculo del coste de la potencia consumida en invierno (izquierdo), Cálculo del coste de la potencia consumida en primavera (derecha) . Elaboración propia.....	95
Tabla 28. Cálculo del coste de la potencia consumida en verano (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida en otoño (derecha). Elaboración propia.....	96
Tabla 29. Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en invierno (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en primavera (derecha). Elaboración propia.....	97
Tabla 30. Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en verano (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en otoño (derecha). Elaboración propia.....	98
Tabla 31. TUR DH. Fuente: [13].....	99
Tabla 32. Cálculo del coste de la potencia consumida en invierno (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida en primavera (derecha). Elaboración propia.....	100
Tabla 33. . Cálculo del coste de la potencia consumida en invierno (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida en otoño (derecha). Elaboración propia.....	101
Tabla 34. Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en invierno (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en	



primavera (derecha). Elaboración propia	102
Tabla 35. Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en verano (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en otoño (derecha). Elaboración propia	103
Tabla 36. Valor del peaje de respaldo. Fuente: [37]	104

1. Objetivos

El objeto de este trabajo es el de analizar los sistemas de autoconsumo instantáneo, conectadas a red, en España.

Para ello, se han estudiado tres sistemas con diferentes potencias instaladas en dos localizaciones distintas, Madrid y San Javier (Murcia).

Con este trabajo se pretende aprovechar al máximo la radiación solar con la que cuenta la península Ibérica. En concreto en las dos localizaciones mencionadas. Esto se lleva a cabo con un sistema de autoconsumo instantáneo en una vivienda.

Con el sistema de autoconsumo instantáneo que consiste en la generación de energía eléctrica a sí mismo y en el consumo de la ella al mismo tiempo. Cuenta con la conexión a red que, en este caso, sirve de abastecimiento de energía en los momentos del día en los que no hay radiación solar, y con lo cual tampoco hay generación de potencia para el abastecimiento de la vivienda.

Se ha dimensionado la misma vivienda, del mismo tamaño, orientación y alrededores para los dos diferentes emplazamientos, para que la comparativa pudiera ser lo más exacta posible. También, en cada emplazamiento, se ha contado con tres distintas potencias instaladas, instalación de 3,3 kW, instalación de 2 kW e instalación de 1 kW. De esta forma, se comprueba cuál de las tres potencias instaladas es la óptima para un mejor aprovechamiento en las dos ubicaciones.

Después de realizar estas seis simulaciones con PV Syst, se obtiene entre otros la potencia a la salida del inversor, de la cual se alimenta la vivienda unifamiliar. En cada estación del año varía de forma significativa la producción de potencia debido a la radiación y a las pérdidas ocasionadas por distintos factores. Con lo que se hace una comparativa con las diferentes curvas de consumo que se tienen a lo largo del año y la potencia a la salida del inversor en cada momento, de esta manera se alcanza uno de los objetivos, el de saber cuál es el sistema de autoconsumo instantáneo óptimo.

Para conseguir un mayor aprovechamiento de esta energía producida, se pretende consumir el máximo posible del excedente de potencia producida por la instalación, esto se lleva a cabo con un estudio en el que, mediante un gestor energético, se programa la puesta en marcha de aparatos de consumo puntual.

2. Energía solar

La energía solar es aquella que se obtiene mediante la captación de la luz y el calor que son emitidos por el sol. Hoy en día, el calor y la luz del Sol puede aprovecharse mediante captadores como son las células fotovoltaicas, que pueden transformarla en energía eléctrica o térmica [22].

La energía solar es una fuente de energía abundante, inagotable, gratuita y no necesita almacenaje ni medio de distribución. La suma de estas ventajas, hacen que dicha energía sea una de las opciones tecnológicas que contribuirán de forma masiva a cubrir la demanda energética mundial actual con una alta rentabilidad medioambiental.

A continuación, se pueden encontrar fundamentalmente dos tipos distintos de energía solar [22]:

Energía solar térmica: este tipo de energía se obtiene mediante el calentamiento de algún medio. En la actualidad, se usa para fines domésticos e industriales.

Energía solar fotovoltaica: este tipo de energía se obtiene mediante la transformación directa de la radiación solar en electricidad a través de paneles fotovoltaicos.

Este trabajo está centrado en el segundo tipo que se ha visto, la energía solar fotovoltaica, ya que se desarrolla un sistema de energía solar fotovoltaica.

2.1 El efecto fotovoltaico

La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles o módulos fotovoltaicos. En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.

Aunque el efecto fotovoltaico era conocido desde el siglo XIX, fue en la década de los 50 cuando los paneles fotovoltaicos comenzaron a experimentar un importante desarrollo. Inicialmente fueron utilizados para suministrar electricidad a satélites geoestacionarios de comunicaciones, hoy en día constituyen una tecnología de generación eléctrica renovable [22].

2.2 Radiación solar

La luz es una de las formas que adopta la energía para trasladarse de un lugar a otro. Los rayos solares se propagan a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas de energía. Este fenómeno físico, más conocido como radiación solar, es el responsable de que nuestro planeta reciba un aporte energético continuo de aproximadamente 1.367 W/m^2 [1].

Sin embargo, no toda la radiación que llega hasta la Tierra sobrepasa las capas altas de la atmósfera. Debido a los procesos que sufren los rayos solares cuando entran en contacto con los diferentes gases que componen la atmósfera, una tercera parte de la energía solar interceptada por la Tierra vuelve al espacio exterior, mientras que las dos terceras partes restantes penetran hasta la superficie terrestre. Como es de imaginar, no todas las superficies reciben la misma cantidad de energía, siendo en los polos donde menos radiación se recibe, y los trópicos donde más. La intensidad de la radiación no será igual cuando los rayos solares estén perpendiculares a la superficie irradiada que cuando el ángulo de incidencia sea más oblicuo, tal y como ocurre en los polos. Pero para establecer, con exactitud, la cantidad de energía que se puede aprovechar en un sistema concreto, también habrá que tener en cuenta otros aspectos como la hora del día, la estación de año y muy especialmente las condiciones atmosféricas. En los días nublados disminuirá considerablemente la intensidad de la radiación y por lo tanto el aporte energético que pueda recibir una instalación de energía solar térmica. Aunque la relación entre las variaciones en la nubosidad y la radiación solar es compleja, probablemente es el factor más importante a la hora de poder calcular la energía que llega a un punto concreto de la superficie terrestre [1].

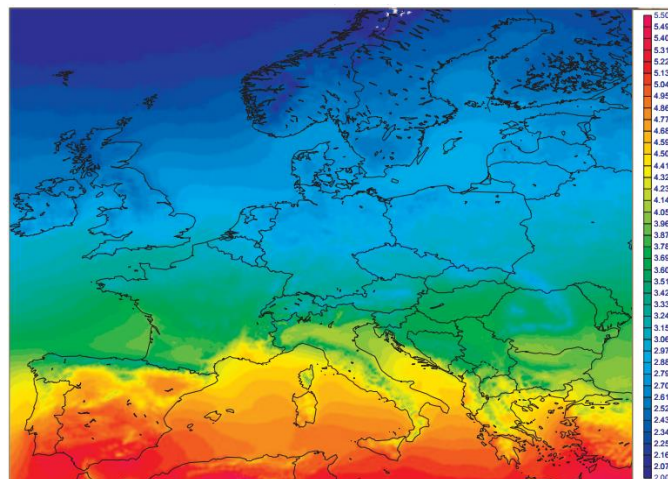


Figura 1. Radiación solar en Europa. Fuente: [7]

Por radiación solar directa se entiende aquella que llega a la superficie sin haber sufrido cambios de dirección, mientras que con radiación difusa se entiende a la que llega a la superficie sin orientación determinada (días cubiertos).

La suma de todas las variables anteriormente mencionadas permite conformar el mapa solar de una región determinada del planeta y establecer qué cantidad de energía media se puede captar para su uso en el ámbito doméstico, industrial...

En el caso concreto de España se juntan todos los requisitos para ser uno de los países europeos con mayor capacidad para recoger la energía del Sol: una situación geográfica privilegiada, con una climatología envidiable. Situada entre los 36° y 44° latitud Norte, recibe una gran cantidad de radiación solar. En concreto, se ve particularmente favorecida con respecto a otros países de Europa por la gran cantidad de días sin nubes que disfruta al año, como se observa en la figura 1. Cabe destacar que sobre cada metro cuadrado de superficie inciden al año una media de 1.5000kWh de energía.

Se ha decidido comparar dos ubicaciones con radiaciones diferentes, para ver la influencia que tiene una mayor o menor irradiación solar.

Para ello es necesario comparar y comprobar las distintas radiaciones que existen dependiendo de en qué parte de España nos encontremos. En ninguno de los dos casos se ha escogido una irradiación muy elevada para así poder tomar este estudio como un caso orientativo para toda la península Ibérica [1].

2.3 Tipos de instalaciones de energía solar fotovoltaica

Existen fundamentalmente dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica [20]: instalaciones aisladas de la red eléctrica e instalaciones conectadas a la red.

Sistemas aislados de energía solar fotovoltaica, gracias a esta tecnología podemos disponer de electricidad en lugares alejados de la red de distribución eléctrica. De esta manera, podemos suministrar electricidad a casas de campo, refugios de montaña, bombeos de agua, instalaciones ganaderas, sistemas de iluminación o balizamiento, sistemas de comunicaciones, etc.

Los sistemas aislados se componen principalmente de captación de energía solar mediante paneles solares fotovoltaicos y almacenamiento de la energía eléctrica generada por los paneles en baterías.

Sistemas fotovoltaicos conectados a red, esta aplicación consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos, se puede consumir esta electricidad en el momento o inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica. Actualmente países como Alemania o Japón, las compañías de distribución eléctrica están obligadas por ley a comprar la energía inyectada a su red por estas centrales fotovoltaicas, no siendo este el caso de España.

El precio de venta de la energía también está fijado por ley de manera que se incentiva la producción de electricidad solar al resultar estas instalaciones amortizables en un periodo de tiempo que puede oscilar entre los 7 y 10 años [20].

Este tipo de centrales fotovoltaicas pueden ir desde pequeñas instalaciones de 1 kWp a 5 kWp en nuestra terraza o tejado, a instalaciones de hasta 100 kWp sobre cubiertas de naves industriales o en suelo, e incluso plantas de varios megavatios.

La demanda de este tipo de instalaciones ha sido tal que en los últimos años se han saturado las líneas eléctricas de muchas zonas rurales, a la vez que se ha aumentado el precio de parcelas rústicas y se han disparado las solicitudes de punto de conexión.

2.4 Evolución del mercado fotovoltaico en el mundo

El aumento del uso de energías renovables, y más concretamente de la energía solar fotovoltaica, se debe principalmente al cambio climático que se está experimentando, a la limitación de combustibles fósiles y al aumento de consumo de energía en los últimos años.

Hoy en día, en el mundo se diferencian dos tipos de países. Los países que forman parte del programa de los sistemas de la energía fotovoltaica y los que no. Dicho programa está formado por 24 países que todos ellos representan 134 GW de la capacidad instalada fotovoltaica. Mientras que, los países que no forman parte del programa, representan aproximadamente 10,8 GW de instalaciones fotovoltaicas [11] [12].

Los países incluidos en dicho programa han instalado 33,1 GW de energía fotovoltaica, y al menos 3,8 GW en países no pertenecientes en el programa. La capacidad instalada en todo el mundo asciende al menos 36,9 GW a finales de 2013.

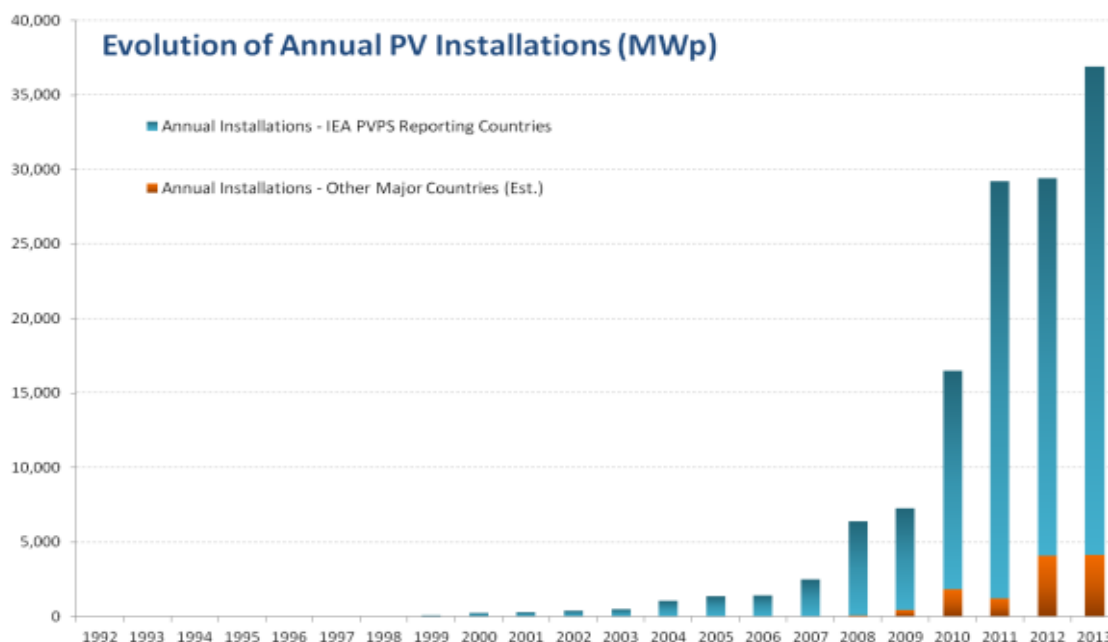


Figura 2. Evolución de la instalación fotovoltaica anual. Fuente: [12]

En la figura anterior la parte predominante (azul) pertenece a las instalaciones por países incluidos en el programa (IEA PVPS), y la otra parte a las instalaciones por países no incluidos en el programa (IEA PVPS).

El país que ha registrado el mayor nivel de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red en el año 2013 ha sido China con un valor de 11,3 GW, superando el mayor aumento hasta el momento de instalaciones fotovoltaicas que registró Italia en el año 2011 con un valor de 9,3 GW. En el año 2013, el siguiente país con más instalaciones fotovoltaicas nuevas es Japón con una cifra aproximada de 6,9 GW. Estos dos países, han conseguido el mayor aumento de instalaciones fotovoltaicas con respecto al año 2012 [11] [12].

Por último, el país que se coloca en tercer lugar es Estados Unidos con 4,75 GW de instalaciones fotovoltaicas comparado con el 3,37 que registró el año 2012.

El país que menos aumento ha conseguido con respecto al año 2012 ha sido Alemania instalando únicamente 3,3 GW frente a los 7,5 GW por año que venía registrando los últimos años desde el 2010. Otro de los países que ha instalado cifras menores que en los últimos años es Italia, con un valor de 1,5 GW con respecto a los 9,3 GW registrados en el 2011 y los 3,6 GW del año 2012.

2.5 Evolución del mercado fotovoltaico en España

España debido a su situación geográfica es una zona con una gran irradiación solar, por lo que este tipo de fuente de energía se ha desarrollado de manera significativa los últimos años.

La evolución del mercado de la fotovoltaica en España está relacionada, a parte del nivel de radiación que recibe, también cuenta con cuatro factores influyentes:

- Nivel y madurez tecnológica
- Marco regulativo
- Intereses políticos
- Aceptación social

En el año 2013 las energías renovables han cubierto el 42,4% de la energía demandada en España, con la energía hidráulica, termo renovable, solar termoeléctrica, solar fotovoltaica y eólica. En concreto la energía solar fotovoltaica ha cubierto el 3,1% de la demanda energética.

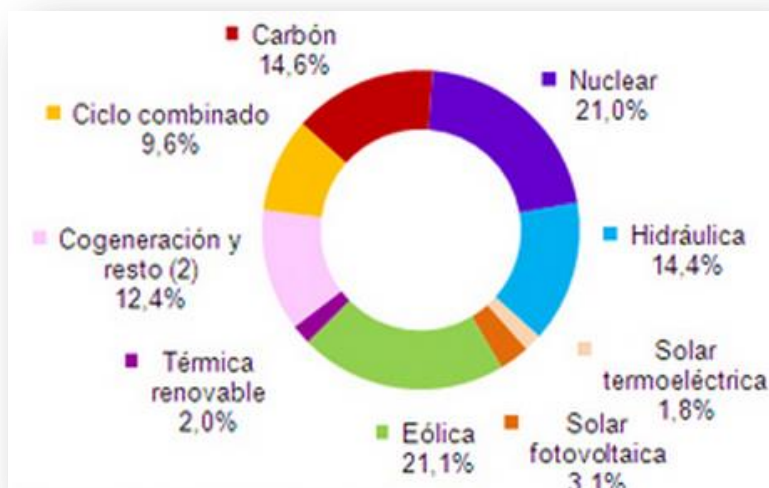


Figura 3. Cobertura de demanda energética en España. Fuente: [8]

Desde 2008 la potencia instalada de carácter solar aumentó durante los seis años siguientes hasta alcanzar los 6981 MW que se ve en la gráfica. La energía solar fotovoltaica en España en el año 2013 alcanza los 5600 MW [2].

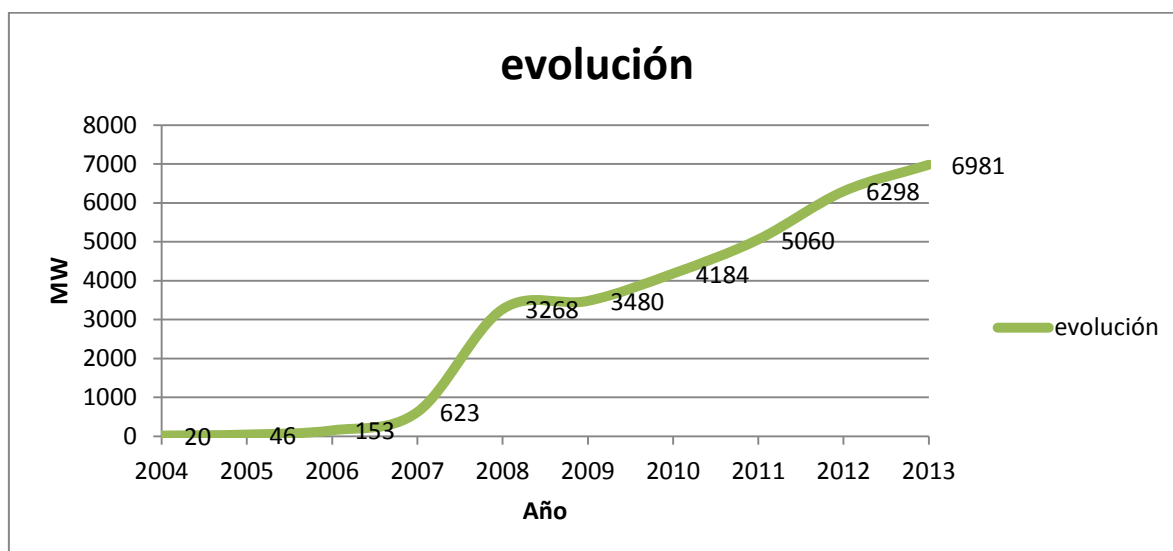


Figura 4. Evolución de la energía solar en España según REE. Elaboración propia.

La energía solar fotovoltaica ha pasado de ser una pequeña aportación al sistema de generación eléctrica, a convertirse en un sector con un gran crecimiento.

El desarrollo de la energía solar antes del año 2000 era muy escaso, y su venta a la red estaba fomentada mediante primas que cobraban los productores por cada kWh inyectado a la red sobre el precio de mercado. En 2004 la fotovoltaica representaba una parte muy pequeña del conjunto de las renovables, que en total suponían aproximadamente el 6,5% del consumo de energía primaria.

El objetivo para 2010 era cubrir al menos el 12% del consumo de energía primaria mediante renovables (29,4% de la energía eléctrica), con una potencia para la fotovoltaica de 400 MW.

Ante el insuficiente desarrollo de las renovables, la legislación cambió varias veces en poco tiempo. En 2004 se pasó del sistema de primas al abono de un porcentaje sobre la Tarifa Media de Referencia (TMR), y en 2007, se cambió de nuevo para fijar unas primas y tarifas reguladas fijas. Con este último cambio, las grandes instalaciones fotovoltaicas resultaron muy beneficiadas. Su alta rentabilidad ha favorecido gran cantidad de inversiones en los últimos dos años, sobre todo en suelo (aproximadamente el 90% de las instalaciones en España), y en pocos meses se superaron los 1.600 MW de potencia instalada, frente a los 144 MW que había a finales de 2006.

En 2008 con el RD 1578, se produce una reducción de las tarifas del 30%.

En 2012 RDL1, se suspenden temporalmente cualquier tipo de incentivo económico para nuevas instalaciones de producción de energía renovable.

A partir de este año se apuesta por el autoconsumo, los motivos son el bajo coste de los sistemas fotovoltaicos debido a la evolución de la tecnología y economía de escala, el aumento del precio de la electricidad procedente de los recursos fósiles no renovables y contaminantes, y por último los altos índices de radiación solar en España. Llegándose a producir la paridad de red, momento en el que producir energía fotovoltaica se hace a un coste igual o inferior al coste del mix de generación en el mercado libre [21].

Actualmente se está a la espera de la aprobación del nuevo peaje de respaldo, se pagará un precio por kWh consumido de la potencia generada por el sistema de autoconsumo, lo cual conseguirá que el autoconsumo deje de ser rentable.

2.6 Normativa actual de la fotovoltaica en España

A continuación se desarrollan las normas actuales para las instalaciones fotovoltaicas de España [15]:

- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002), ver las Instrucciones Complementarias, ITC 40 y la Nota de Interpretación Técnica de la equivalencia de la separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones generadoras en Baja Tensión
- Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)
- Real Decreto 647/2011, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia
- Real Decreto 1544/2011 sobre tarifas de acceso a productores, en régimen ordinario y especial

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos
- Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y la facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial
- Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación

Suspensión del procedimiento de pre-asignación de retribución para instalaciones [15].

En virtud del artículo 4 del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, queda suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de las solicitudes de instalaciones de tecnología fotovoltaica que hubieran sido presentadas a las convocatorias correspondientes a 2012.

Del mismo modo, queda sin efecto la celebración de las convocatorias de preasignación correspondientes al año 2012 y sucesivos.

Los titulares de las instalaciones de régimen especial incluidas en el ámbito de aplicación del citado Real Decreto-ley a las que, a su entrada en vigor, no les hubiera sido resuelta su solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, podrán, dentro del plazo de dos meses a contar desde la fecha de dicha entrada en vigor, desistir de su solicitud de inscripción en el referido registro, y en su caso, desistir también de su solicitud de acceso a la red, interesando la devolución de los avales que hubieran depositado al amparo de lo previsto en de los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de

transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, del artículo 9 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, así como del artículo 4.3.i del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, sin que, haya lugar, en virtud de ese desistimiento, a la ejecución de las tales garantías.

Sin perjuicio de lo anterior, el Gobierno podrá restablecer reglamentariamente la inscripción en el Registro de preasignación de retribución cuando el contexto energético así lo requiera [15].

3. Autoconsumo

El autoconsumo fotovoltaico es el cambio del modelo energético fotovoltaico, esto es, la capacidad de producir, gestionar y consumir la energía generada mediante energía fotovoltaica, ya sea con o sin acumulación de la misma de una manera sencilla, limpia y rentable. Desde viviendas residenciales, hasta hoteles, negocios o industrias, hoy en día con un sistema de energía fotovoltaico podemos ser capaces de producir nuestra propia energía, dejando de ser únicamente consumidores, y satisfacer en gran medida los consumos energéticos que tengamos.

Algunas de las ventajas que se tienen al contar con una instalación fotovoltaica de autoconsumo propia son las siguientes:

- Una gestión de la energía consumida mucho más precisa, un mayor control de su producción y consumo, y por consiguiente, un ahorro considerable.
- Otra ventaja, adaptar los consumos de un determinado negocio, industria o vivienda residencial a la generación fotovoltaica que se obtiene, evitando así en gran medida el consumo de corriente eléctrica procedente de la red.
- También es importante decir que contribuye a la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, y por tanto, ayuda a evitar el sobrecalentamiento del planeta.

3.1 Tipos de autoconsumo

Actualmente se puede diferenciar entre tres tipos de autoconsumo, en función de la relación que se establece en cada caso entre la producción solar y la red eléctrica.

- 1- Autoconsumo aislado
- 2- Autoconsumo conectado a red

3.1.1 Autoconsumo aislado.

La solución que ofrece que autoconsumo aislado permite electrificar lugares con difícil acceso a la red eléctrica de distribución atendiendo las necesidades energéticas de una familia, una granja, una residencia de turismo rural, etc. [4] [5]

Este tipo de autoconsumo ofrece a su vez, un suministro eléctrico de calidad para el uso de iluminación, electrodomésticos o de cualquier otro tipo de consumos habituales.

La generación híbrida solar, eólica o hidráulica, dependiendo de las características del lugar, la gestión inteligente de la acumulación y de la demanda permiten un mejor rendimiento de la instalación y de la demanda permiten un mejor rendimiento de la instalación y un menor uso del grupo electrógeno.

En autoconsumo aislado se consume y se almacena toda la energía proveniente del generador fotovoltaico. Consiste en consumir la electricidad sin necesidad de solicitar conexión a la red eléctrica de distribución nacional. La instalación es sencilla y cómoda, y ofrece la posibilidad de consumir la energía gratuita del sol, liberando así del molesto ruido del generador y de los elevados costes del gasóleo.

La energía solar fotovoltaica es la energía eléctrica que se obtiene directamente del sol. El sol es una fuente de energía gratuita e inagotable, y su utilización no produce emisiones de gases de efecto invernadero. Mediante una instalación fotovoltaica aislada se puede producir electricidad, durante el día, almacenarla y consumirla posteriormente.

Este tipo de autoconsumo es especialmente útil para usos agrícolas, viviendas rurales e incluso comunidades de vecinos o bloques de viviendas.

Debido a las circunstancias del mercado actuales, los elevados costes y la comodidad de uso y el mantenimiento (sobre todo cuando se habla del coste de mantenimiento de las baterías) se convierte en una inversión costosa.

El principal uso es en viviendas unifamiliares aisladas en zonas rurales, sean de uso continuo o de fin de semana, instalaciones agrícolas que requieran poner en marcha aparatos eléctricos, como bombas hidráulicas, y también todos aquellos casos en los que sea necesario el uso de electricidad en zonas aisladas no urbanizadas.

A menudo suele ser interesante la combinación de paneles fotovoltaicos con aerogeneradores eólicos o un sistema hidráulico de pequeño tamaño, según las circunstancias. Es especialmente aconsejable el primer caso, ya que la energía eólica y la fotovoltaica se complementan debido a que lo que son condiciones climáticas adversas en una, suelen ser positivas en otra.

Funcionamiento de un sistema fotovoltaico aislado

Una instalación fotovoltaica está compuesta por un grupo generador, formado por una extensión de paneles solares fotovoltaicos, un regulador de carga, un grupo acumulador y un inversor.

Durante las horas de insolación, los paneles fotovoltaicos producen energía eléctrica en forma de corriente continua que es almacenada en los acumuladores. En los momentos de consumo energético, los acumuladores suministran a los receptores esta electricidad, que es transformada en corriente alterna por el inversor.

La energía solar fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico para convertir directamente la energía de los rayos solares en electricidad. Para obtener una corriente eléctrica se ha de crear una diferencia de potencial eléctrico. Se deben usar materiales conductores ya que sus electrones tienen una actividad más elevada y permiten crear flujo eléctrico fácilmente.

Para que la célula fotovoltaica genere electricidad deberemos crear una diferencia entre la carga positiva y la negativa añadiendo a un semiconductor puro unas pequeñas dosis de átomos contaminantes, capaces de ceder o aceptar electrones.

Mediante cargas deberemos generar una corriente exponiendo la célula fotovoltaica a una radiación luminosa para aprovechar la energía de los fotones. El fotón cede energía a un electrón de la banda de valencia y lo hace pasar a la banda de conducción. Así, se provoca la ausencia de electrones, que crean cargas y establecen una corriente eléctrica. Obtendremos una diferencia de potencial uniendo dos semiconductores que contienen diferentes densidades de cargas positivas o negativas. Esto genera un campo eléctrico [5] [18]

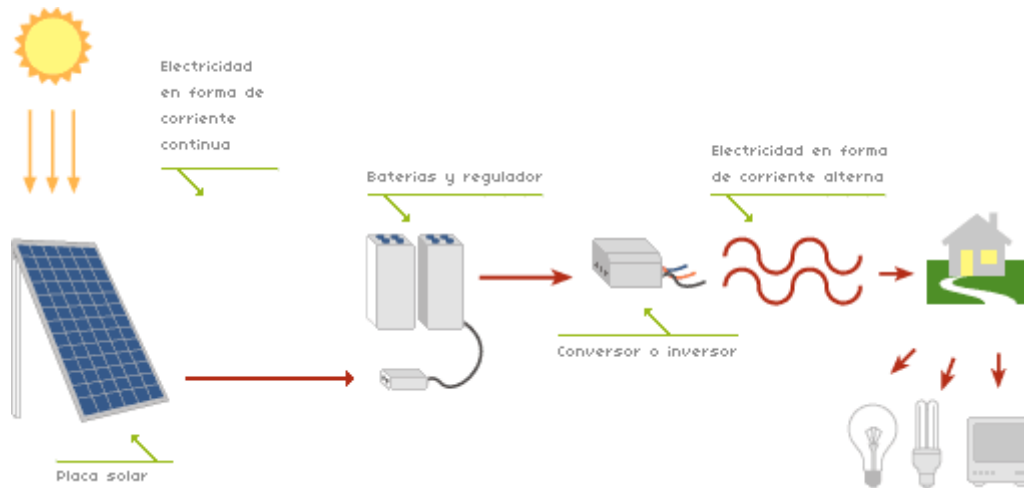


Figura 5. Esquema de autoconsumo aislado. Fuente: [25]

A continuación se van a enumerar y desarrollar brevemente los elementos que componen una instalación de autoconsumo aislado [25]:

Paneles solares

La energía solar se encuentra almacenada en partículas de luz: los fotones.

Las placas o módulos solares fotovoltaicos usan ciertos materiales semiconductores, como el silicio, que absorben los fotones y los convierten en una corriente continua de electrones, es decir, en electricidad. Esta electricidad se recoge mediante unos hilos metálicos que al final la conducen hacia el regulador.

Regulador de carga

Controla la entrada de electricidad en la batería y la protege de sobrecargas o bajadas de tensión que podrían dañarla. Los modelos avanzados ponen en marcha el grupo electrógeno para producir electricidad cuando la batería corre riesgos.

Baterías y cargador

Es necesario inyectar la energía en baterías para que se encuentre disponible cuando haga falta, generalmente por la noche. Es lo que ocurre con las instalaciones fotovoltaicas en viviendas unifamiliares, o en circunstancias en las que existe más demanda de potencia de la que dan las placas. Principalmente, existen dos tipos de baterías:

- Monobloque: similares a las del automóvil; son más económicas pero tienen un mantenimiento más complejo y una menor duración
- Estacionarias: resultan más apropiadas para estos sistemas ya que su durabilidad y versatilidad es mayor. Se pueden conectar en serie.

Antes de que llegue al 80% de descarga, para evitar que se estropee, se debe de recargar la batería.

Ondulador, convertidor o inversor

Sirve para convertir la corriente continua producida por el campo fotovoltaico en corriente alterna de onda senoidal, que es la única que se puede usar en la alimentación de electrodomésticos convencionales. Con él, se suele poner en marcha el grupo electrógeno.

Grupo electrógeno

Como grupo auxiliar de la instalación, el grupo electrógeno a gasóleo se encarga de generar electricidad cuando no hay radiación solar, o cuando se gasta la batería.

Por otro lado está en mantenimiento de estas instalaciones que consiste en la revisión regular de los aparatos según las indicaciones del fabricante. Las averías, en caso de correcto uso, son muy infrecuentes, y las condiciones meteorológicas habituales tampoco le afectan.

3.1.2 Autoconsumo conectado a red

Dentro de las instalaciones conectadas a red se diferencian dos tipos.

- 1- Instalaciones conectadas a red con vertido de excedentes
- 2- Instalaciones conectadas a red sin inyección de excedentes

En estas dos modalidades de autoconsumo quedan reguladas las condiciones administrativas, técnicas, y económicas en el borrador Real Decreto del 18 de Julio de 2013 [37].

Haciendo un pequeño resumen se puede decir que este borrador de Real Decreto regula el autoconsumo instantáneo (artículo 2a) y el autoconsumo vertiendo los excesos de energía a la red (artículo 2b). Este borrador de Real Decreto no habla de balance neto ni lo regula, por lo que en España no hay balance neto.

Obliga a los productores a tener dos contadores de medida horaria con dispositivo de comunicación remota (más complejos que los contadores normales) mientras que la normativa anterior permitía la utilización de un contador bidireccional sencillo y no horario. O sea que además se encarece la instalación. (Artículo 18 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia).

Para disponer de una instalación de autoconsumo se debe realizar una solicitud a la compañía eléctrica y pagar los derechos de acometida de generación establecidos por la compañía, incluso cuando se trate de autoconsumo instantáneo que no vierte energía a la red. Otro medida que desincentiva y encarece las instalaciones.

Todos los productores y consumidores de electricidad de autoconsumo están obligados a firmar un contrato con la empresa distribuidora aun cuando no se vierta la energía a la red.

No existe balance neto en la normativa, de cualquier manera se compensará cada hora la energía consumida de la red y la energía entrante. El balance se realizará teniendo en cuenta los saldos netos horarios.

El precio de la energía suministrada será el libremente pactado entre las partes. La traducción de este artículo es que el oligopolio eléctrico cobrará el precio que quiera (o el máximo que le deje el Gobierno) por la energía que consumen de red los autoprodutores.

En este borrador se habla también de que se pagará un impuesto llamado “peaje de respaldo” por la energía que nunca llega a la red, energía autoproducida por la instalación de autoconsumo. Este impuesto actualmente no se paga aún. Por la energía consumida de la red se pagará el peaje de acceso y el resto de impuestos (impuesto de la electricidad y el 21% de IVA).

Será creado un registro de administrativo de autoconsumo y se hace obligatoria la inscripción en este registro de todas las instalaciones existentes y futuras.

Instalaciones conectadas a red con vertido de excedentes

Actualmente en España sólo existe la opción de inscribir la instalación como Instalación de Producción para la venta al sistema de la energía eléctrica excedentaria por parte de los productores, entendida ésta como la energía neta producida menos la energía consumida por el consumidor asociado.

En los artículos 13 y 14 del borrador RD 18/7/2013 [37] se especifica el contrato de suministro en la modalidad de autoconsumo con venta de energía excedentaria y el procedimiento de suministro, donde queda establecido que el precio de la energía excedentaria suministrada será libremente pactado entre el productor y la empresa comercializadora.

El productor acogido a esta modalidad de autoconsumo deberá pagar por la energía procedente de la instalación de producción conectada a la red el peaje de respaldo (definido como el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo), y por el resto de la energía consumida deberá pagar el peaje de acceso.

Como se ha dicho anteriormente en España aún no se habla del autoconsumo con balance neto, a pesar de ser una modalidad muy rentable en otros países. Es un sistema de compensación de saldos de energía que permite al consumidor auto-productor compatibilizar su curva de demanda y producción. Se trata de un sistema interconectado a la red pudiendo verter o consumir energía en momentos puntuales.

Estos sistema implican un cambio de filosofía en el que el “generador” de energías renovables pasa a ser a su vez un “consumidor” produciendo parte de lo que posteriormente va a consumir, lo cual no implica realizar una actividad estrictamente económica como puede con el sistema tarifario actual. Además, mediante el contador el consumidor puede identificar los picos y valles de demanda pudiendo modificar sus hábitos de consumo adaptando así la curva de generación a la demanda [4] [5] [10].

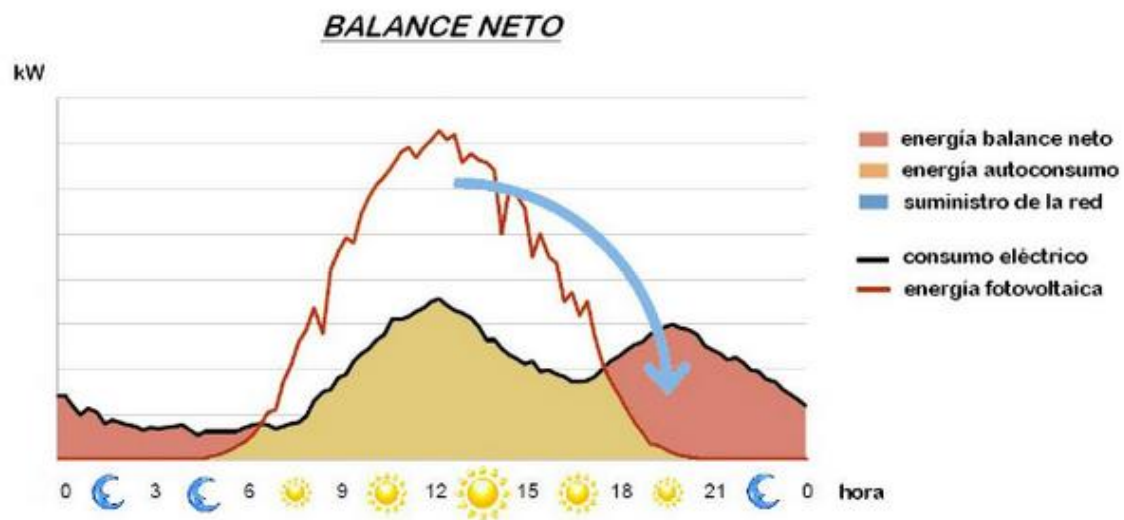


Figura 6. Representación de autoconsumo con balance neto. Fuente: [26]

Con el autoconsumo con balance neto se dan dos posibles situaciones que se ven a continuación:

- Si se consume una cantidad mayor de energía que la que se haya generado, se le debe abonar a la compañía eléctrica la diferencia.
- En el caso de verter más energía de la que se ha consumido, la instalación pasa a producir un saldo positivo de kilovatios y no consumidos, que la compañía eléctrica compensar en un plazo máximo de doce meses, y en ningún caso de abonará en caso de no haber sido consumidos en ese plazo.

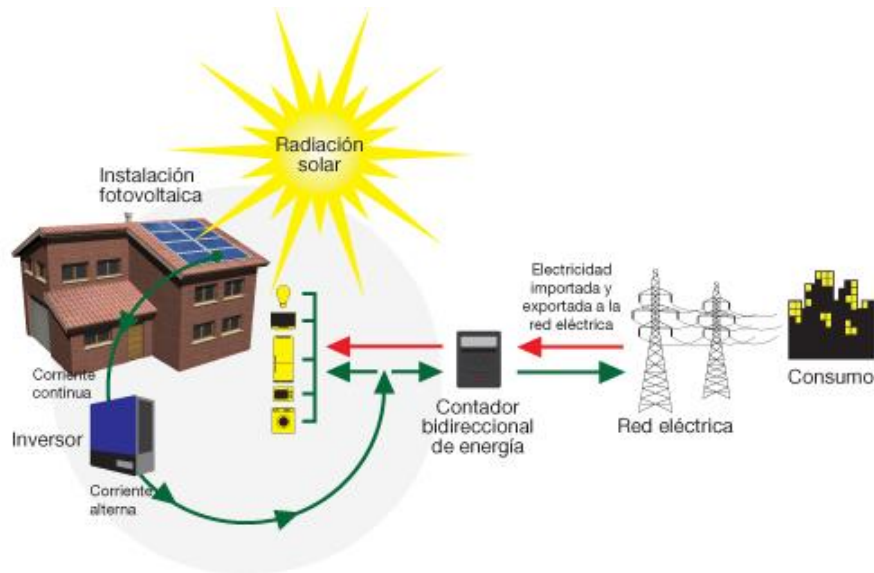


Figura 7. Esquema de autoconsumo con balance neto. Fuente: [27]

El elemento que hace diferenciar el autoconsumo con inyección del excedente a la red del resto de los tipos de autoconsumos es el contador bidireccional. Gracias a este contador se puede entregar a la red el excedente de energía producida cuando este exista, y por otro lado, la instalación, vivienda, industria... puede coger de la red eléctrica electricidad cuando la energía generada por la instalación no sea suficiente o no se pueda generar en ese instante.

Instalaciones conectadas a red sin inyección de excedentes

El autoconsumo instantáneo consiste en la generación de energía eléctrica a sí mismo y lo consume al mismo tiempo. Aunque la instalación fotovoltaica está conectada a la red, no hay inyección a la red. El inversor fotovoltaico regula su potencia a la demanda real sin consumir energía de la red. Esta forma particular de la generación de electricidad está aumentando significativamente a pesar de las leyes vigentes en algunos países como España, porque es precisamente esta forma de la generación de electricidad, que permite autorizar las instalaciones de generación que cualquier tipo de instalación eléctrica. Esto simplifica y reduce el coste de la gestión de la instalación fotovoltaica a las autoridades, de tal forma que la hace equivalente legislativamente a un generador diesel [5] [6] [17].

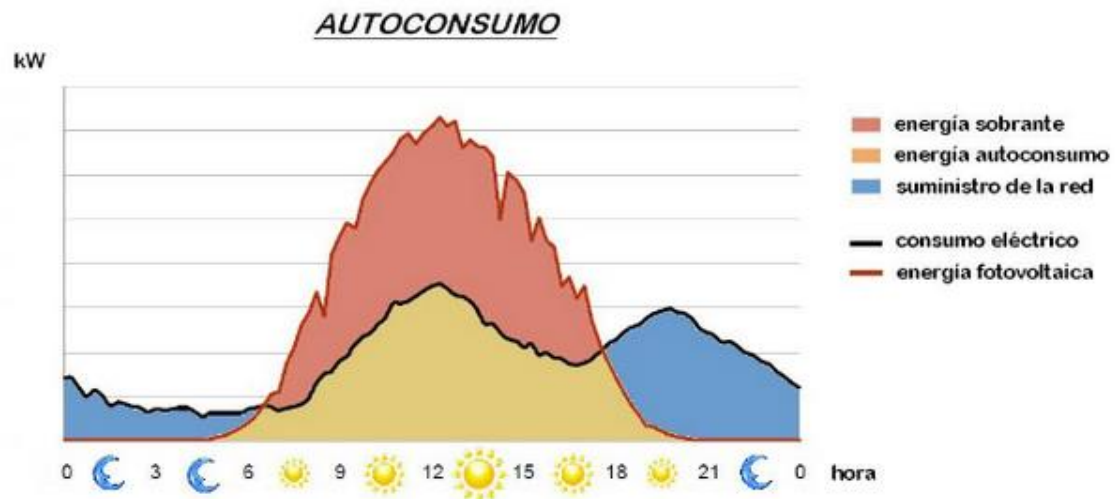


Figura 8. Representación de autoconsumo instantáneo. Fuente: [26]

Según el borrador del 18 julio 2013, este será aplicado también a los consumidores de energía eléctrica de potencia contratada no superior a 100 kW por punto de suministro o instalación, que instalen en su red interior una instalación de generación de energía eléctrica destinada a su propio consumo y de potencia instalada igual o inferior a la potencia contratada y no superior a 100 kW [37].

Los consumidores que deseen establecer una instalación de autoconsumo deben solicitar el punto de suministro a la empresa distribuidora de la zona, aunque no se vierta energía al sistema en ningún instante, procedente de la generación de esta instalación. Con este Real Decreto quedará establecido, el peaje de respaldo a la energía generada por el sistema y el peaje de acceso a las redes de la empresa distribuidora para las instalaciones de autoconsumo instantáneo.

Con el sistema de saldos netos horarios se aplica el peaje de respaldo a la producción hora u hora, obligando en cierto modo a que el autoconsumo sea instantáneo, porque se tiene que consumir lo que se produzca y si hay excesos se verterán a la red, aunque sin que el productor sea recompensado por ello.

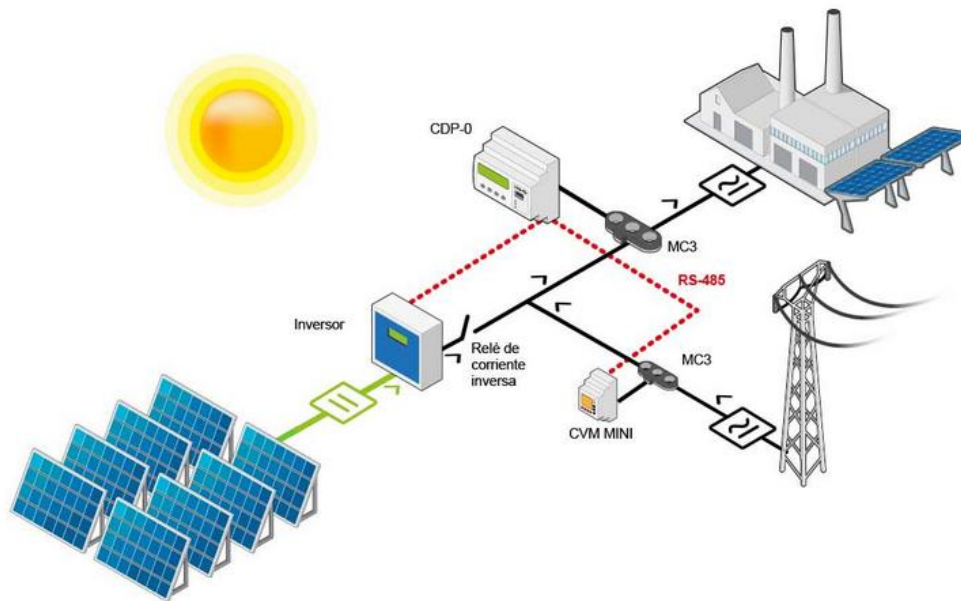


Figura 9. Esquema autoconsumo instantáneo. Fuente: [5]

En el apartado de autoconsumo aislado se ha explicado cada elemento de la instalación, siendo los paneles solares y el inversor. En este caso son los mismos exceptuando las baterías ya que en este tipo de autoconsumo como se ha visto no se almacena energía, sino que se consume en el instante. Por otro lado, tampoco se contaría con un grupo electrógeno auxiliar, dado que esta instalación está asistida por la red eléctrica.

Como otro elemento podríamos considerar la conexión a la red eléctrica con su correspondiente relé de transferencia (cat-auto), para contar con ella cuando se es necesario. También con un gestor energético que desviaría la energía producida sobrante a aparatos de consumo modular, estos serían, lavadora, lavavajillas, etc. Pero la función más importante sería la de controlar la potencia en función de la consumida. De esta forma no se desperdicia la energía que no se necesita en ese preciso momento [3].

En España cada vez más consumidores particulares e industriales están usando autoconsumo instantáneo de energía fotovoltaica, ya que a largo plazo, la energía solar fotovoltaica es competitiva. De hecho las mismas compañías eléctricas tradicionales están ofreciendo este tipo de instalaciones a sus clientes, sobre todo industria [5] [6].

En países en vías de desarrollo o consumidores aislados, también resulta interesante el autoconsumo instantáneo, ya que:

- La energía es cara
- El suministro suele ser deficiente en calidad
- El suministro de electricidad es de difícil acceso
- Existe una creciente aumento de demanda de energía eléctrica

En éstos entornos se pueden crear micro-redes a precios competitivos, y que no dependan de grandes infraestructuras ni grandes empresas.

Actualmente en España se dispone de ejemplos reales de autoconsumo instantáneo, dónde gracias a la generación y autoconsumo de energía eléctrica fotovoltaica, los clientes están amortizando su inversión y obteniendo un ahorro significativo.

Elementos que componen la instalación

En este caso, se cuenta con un sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a la red de baja tensión. Los elementos que se cuentan en el sistema son los siguientes:

Generador fotovoltaico

Transforma la energía solar en energía eléctrica [10] [19]. Está constituido por paneles solares, a su vez estos están formados por varias células conectadas entre sí, esta conexión puede ser en serie y en paralelo. Con esto se consigue ajustar la tensión y la corriente al valor que se desea. En primer lugar se opta por asociar en serie para la tensión, y luego en paralelo si fuera necesario alcanzar un determinado nivel de corriente.

Paneles solares

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen energía eléctrica a partir de la luz incidente. La potencia de los paneles se denomina y clasifica normalmente con la potencia pico, que es la máxima potencia que el módulo puede entregar en condiciones estándar [19]:

- Radiación solar de 1000 W/m^2
- Temperatura a la que se encuentra la célula fotovoltaica 25°C

Hay diferentes tipos de paneles fotovoltaicos, los más comunes son:

- Monocristalinas: estas están compuestas por secciones de un único cristal normalmente de silicio, este se obtiene tras la extracción de un baño de silicio fundido (pueden ser de otro material semiconductor). Es el más usado, dado que su rendimiento es el mayor de todos, estando este comprendido entre el 15% y el 18%.
- Policristalinas: estas placas están formadas por pequeñas partículas cristalinas (silicio). Actualmente se está comercializando mucho debido a que es más económico que las placas de monocristalino y su rendimiento solo es aproximadamente un 4% menor.
- Amorfas: están compuestas por silicio ya cristalizado. Es decir, tiene una alta concentración de silicio, pero no tanto como las dos anteriores. Por lo que su rendimiento es menor, del 10%.

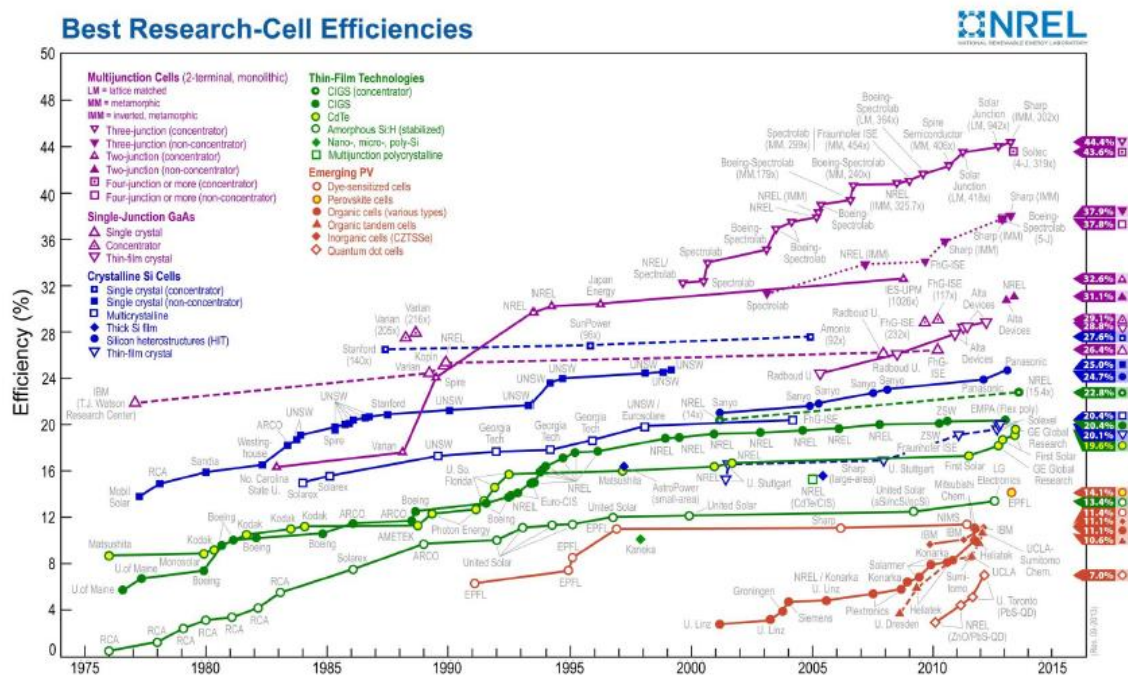


Figura 10. Eficiencia energética según el tipo de celdas fotovoltaicas. Fuente: [10]

Como se muestra en la anterior figura el tipo de celda escogida es el tipo que más eficiencia ofrece dentro de las opciones que da el programa utilizado (monocrystalines cells), el siguiente sería las celdas policristalinas (Polycrystalline cells) y en último lugar de las tres opciones aparecería Thin Film Technologies o tecnología de capa delgada. En último lugar quedarían las tecnologías emergentes, que como se ve, su eficiencia es demasiado pequeña como para considerarlas.

Inversor

La potencia generada en los módulos fotovoltaicos a partir de la radiación solar no es en alterna sino en continua (corriente y tensión continua). La función del inversor es convertir la corriente continua en corriente alterna [19].

Es muy importante que este elemento tenga un alto rendimiento, para conseguir un mayor rendimiento cada inversor tiene un rango de tensiones que lo cumplen.

También es de vital importancia la fiabilidad que ofrezca el inversor, por lo que estos elementos cuentan normalmente con múltiples protecciones para garantizar un buen funcionamiento. Protección contra sobrecargas y cortocircuitos (fallos en los terminales de entrada y salida), protección de temperatura (si supera la temperatura umbral el inversor se para), protección para operación tipo isla (cuando no se está conectado a la red), protección de aislamiento [32].

Este tipo de convertidores son los que convierten la CC en CA. Pueden distinguirse entre los inversores aislados, los bidireccionales, los interactivos y los quadri-inversores.

-Inversores aislados

Este tipo de convertidores están diseñados para aplicaciones remotas, aisladas, con baterías, en donde el convertidor toma la potencia de CC, que proviene de las baterías o del generador fotovoltaico y lo convierte en CA. De acuerdo con el mercado actual, hay dos tipos de inversores aislados: de onda sinusoidal modificada y de onda sinusoidal pura [32].

-Inversores bidireccionales

También llamado inversor de baterías, tiene dos posibles flujo de potencia: pueden actuar como inversor aislado o como un rectificador. En el lado de continua siempre se va a conectar a un banco de baterías mientras que el lado de alterna, se podrá conectar a una línea de suministro de CA, a un generador de CA (ya sea diesel o de gas, por ejemplo) y a consumos de CA.

El bus de CC puede ser de baja tensión (12, 24 o 48 V) o de alta tensión (240, 480, 600, 800 V) [32].

-Inversores interactivos

Son convertidores que disponen de dos tipos de entradas: de CA y de CC. La de CA puede provenir de la red o de un generador (diesel o de gas) mientras que las entradas de continua son las del generador fotovoltaico y la del banco de baterías [32].

-Inversores cuadri-direccionales

Son inversores que tienen cuatro posibles escenarios de flujo de potencia, dependiendo de la potencia generada por el campo fotovoltaico, el estado de carga de las baterías y de los requerimientos de carga. Los posibles flujos de carga pueden ser los siguientes [32]:

- 1) del generador fotovoltaico al consumo
- 2) de las baterías al consumo
- 3) del generador fotovoltaico al consumo y a la batería
- 4) del generador fotovoltaico y la batería al consumo

Equipo de medida

Pudiendo ser algo opcional, es muy importante controlar de forma numérica la energía generada por el sistema fotovoltaico [19].

Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente [14] [16].

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado.

Protecciones

Contando con las protecciones se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias para las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas...

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión [14] [16]. En el artículo 11 se establece que las instalaciones deben contar con:

- 1- Interruptor general manual, será un magnetotérmico con intensidad de cortocircuito (Icc) superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Será accesible, para poder hacer una desconexión manual.
- 2- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte en continua de la instalación.
- 3- interruptor automático de interconexión, para la desconexión o conexión automática de la instalación fotovoltaica en el caso de una pérdida de tensión o frecuencia de la red.
- 4- Protección para la interconexión de la máxima y mínima frecuencia de 51 y 49 Hz respectivamente y de la máxima y mínima tensión de 1,1 y 0,85Um respectivamente.
- 5- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora
- 6- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red.
- 7- Podrán integrarse en el equipo inversor las función de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, en tal caso las maniobras automáticas de desconexión y conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

Puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Mediante la puesta a tierra se pretende conseguir que en esta instalación fotovoltaica y la superficie próxima no aparezcan diferencias de potencial peligrosas. Con esto se garantiza un correcto funcionamiento del equipo y una buena protección.

Es necesario contar con los siguientes elementos [14] [16]:

- Tomas de tierra
- Conductores de tierra
- Bornes de puesta al tierra
- Conductores de protección

La elección de los elementos anteriores debe asegurar:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitudes térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Entonces, según el artículo 12 del Real decreto, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Sistema de gestión energética

En las instalaciones de autoconsumo instantáneo toda la energía generada es consumida por las propias cargas de la instalación, sin que se inyecte energía a la red eléctrica. Disponer de sistemas de gestión que permitan limitar la potencia generada por los inversores fotovoltaicos hace que el nivel de autoconsumo en las horas centrales del día se acerque de manera significativa al 100%, garantizando en esos momentos la no inyección de energía de la red [3]. Contar con este elemento es necesario cuando se quiere monitorizar la instalación o se desea incluir un sistema de almacenamiento o haya más de un inversor o se quiera gestionar las cargas o desee combinar varias fuentes de generación (fotovoltaica y eólica) [6]. En el caso de esta instalación de autoconsumo instantáneo que se desarrolla más adelante interesa sobre todo monitorizar la instalación para la función de regular la potencia y la gestión de las cargas. Existen dos tipos de gestores de energía, por un lado los genéricos y por otro los propios.

- El gestor energético propio está compuesto por un inversor fotovoltaico de conexión a red, un analizador de red y la conexión de comunicaciones.

Durante su funcionamiento, el inversor analiza el flujo de potencia en el punto de acometida con la instalación, consiguiendo que [3]:

- El inversor con el que cuenta produce sólo la energía que demandan las cargas, evitando así la inyección de excedentes de energía a la red eléctrica.
- Para garantizar la “no inyección”, se asegura una corriente mínima desde la red hacia las cargas.
- Si la producción fotovoltaica es insuficiente, la red aportará la energía necesaria para satisfacer la demanda.

Como ejemplos de este tipo de gestor estaría Ingecom Home Manager y Sma Home Manager.

- En un sistema de gestión de carácter genérico se debe configurar en el equipo la potencia del inversor y mediante un canal de comunicaciones es capaz de adecuar la generación al consumo de energía teniendo como objetivo que la inyección a la red eléctrica sea nula. Este elemento genera una base de datos con toda la información de la potencia y energía de cada punto de medida. La principal característica es la posibilidad de medir todos los flujos de energía de la instalación [35].

Dos ejemplos de gestores genéricos serían Circuitor y Green Power.

Cuenta a su vez, con un sistema de medida que se encarga de medir la tensión y la corriente del usuario, y con estos valores calcula la potencia consumida. En el caso de que la potencia generada por el inversor sea distinta a la consumida, el equipo modifica la consigna de trabajo del inversor para adecuarla en todo momento a las necesidades de la instalación.

También, cuenta con un relé de protección de inyección a la red, en el caso de que mida la potencia consumida de la red eléctrica, tiene la posibilidad de controlar este relé redundante de protección contra inyección de corriente a la red.

Al tener en la instalación de autoconsumo instantáneo uno u otro sistema de gestión energética se produce un importante ahorro energético, una optimización de la producción propia de energía y unos tiempos más cortos para la amortización de la inversión inicial de la instalación fotovoltaica. En este caso, es importante señalar que debe incluir una estrategia de consumo es personalizada a las circunstancias específicas de cada instalación.

En muchas ocasiones, dependiendo del modelo, este elemento se puede controlar la gestión de cargas a distancia desde el móvil, esto lo hace mucho más cómodo.

3.1 Normativa del autoconsumo en España

En España, existen dos tipos posibles de instalaciones de autoconsumo fotovoltaicas:

- Autoconsumo instantáneo
- Autoconsumo aislado

Existe otro tipo de autoconsumo, el autoconsumo con balance neto, pero actualmente en España no está regulado.

Autoconsumo Instantáneo

Consiste en la generación de energía eléctrica por sí mismo y consumiéndolo al mismo tiempo, no inyectando a la red. De esta forma, el inversor fotovoltaico regula su potencia a la demanda real sin conexión a la red [15].

Esta forma de generación de electricidad se está incrementando significativamente a pesar de las leyes en algunos países, como España, porque es precisamente esta forma de electricidad la que hace posible para las autoridades de las instalaciones generadoras como en cualquier tipo de instalación eléctrica. Esto simplifica y reduce el coste.

De acuerdo con la legislación actual, en España, las instalaciones fotovoltaicas deben cumplir con estos requisitos:

- No debe inyectar electricidad a las líneas de distribución (esto se puede evitar con un gestor energético)
- Se debe cumplir con las regulaciones Europeas del anti-isla.
- Los equipos deben cumplir con las Directivas Europeas

El proceso actual para la legislación con la administración, para este tipo de instalaciones, es la siguiente:

- Procedimiento normal: aplicando en el Real Decreto 1699/2011, del 18 de Noviembre

de 2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Entonces, es aplicable requerido para las instalaciones en Régimen Especial. Este procedimiento, en cambio, es algo tedioso. El gobierno español aprobará un nuevo procedimiento y condiciones técnicas para este tipos de instalaciones (desarrollando la Ley 24/2013). Además, este tipo de instalaciones tendrán que ser registradas cuando el registro de instalaciones de autoconsumo sea aprobado y regulado.

- Procedimiento simplificado: por el momento, sólo es aplicable este procedimiento en algunas Comunidades Autónomas (Aragón, País Vasco, Cataluña, Madrid, La Rioja y Navarra), a través de las Delegaciones de Industrial. El Ministerio de Industria de aquellas Comunidades Autónomas acepta este procedimiento bajo la interpretación de la Instrucción Técnica ITC 40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Así, el procedimiento normal no es aplicable. En el futuro, ese tipo de instalaciones, tendrán que ser registradas cuando el registro de instalaciones de autoconsumo sea aprobado y regulado.

En este tipo de instalaciones (aplicando el procedimiento simplificado), se puede incluir algún tipo de almacenamiento eléctrico.

Autoconsumo aislado

Consiste en el consumo y almacenamiento de la energía procedente del generador fotovoltaico. Con lo que no es necesario registrar la instalación [15].

4. Desarrollo de la instalación

En este capítulo se van a analizar instalaciones de autoconsumo instantáneo, es decir, con inyección de excedente a la red cero, que teóricamente se encuentran en las regiones de Madrid y San Javier (Murcia), a cada una de estas regiones se le asigna tres potencias instaladas diferentes.

- Madrid. Potencia instalada 3,3 kW
- Madrid. Potencia instalada 2 kW
- Madrid. Potencia instalada 1 kW
- San Javier. Potencia instalada 3,3 kW
- San Javier. Potencia instalada 2 kW
- San Javier. Potencia instalada 1 kW

Con estas seis simulaciones se quiere ver la diferencia potencia generada entre una instalación y otra. Para ello, como se explica más adelante, es necesario seleccionar el inversor y el tipo y número de módulos fotovoltaicos correctos. Así también, se debe hacer una dimensión del lugar donde se va a instalar el sistema, en este caso una vivienda, con el tamaño, orientación, tejado inclinado, objetos cercanos... y lo más importante crear la superficie necesaria de los paneles fotovoltaicos.

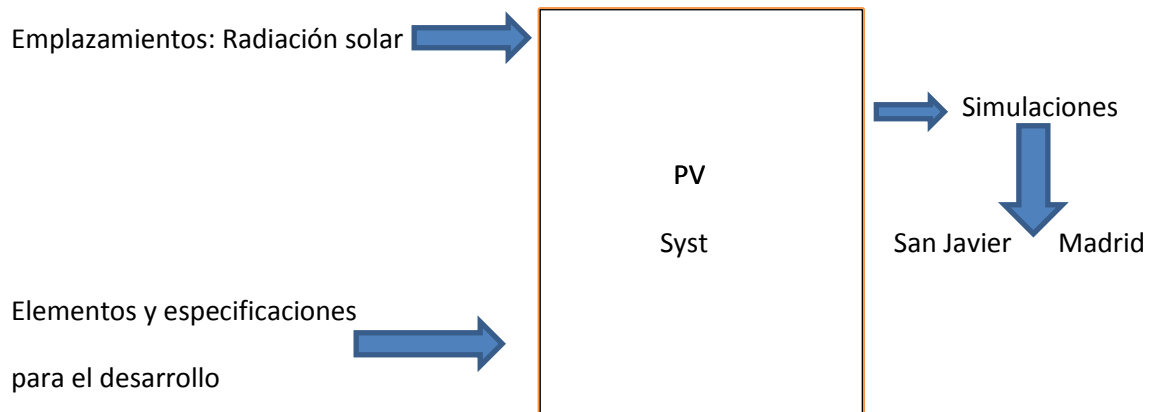
Pasos a seguir para la construcción de los casos prácticos:

- 1- Selección de ubicación y su radiación solar.
- 2- Pre-dimensionado: selección del tipo, tecnología, montaje y ventilación de los módulos fotovoltaicos.
- 3- Dimensionado: especificaciones para la orientación, del sistema y construcción del lugar donde se va a instalar el sistema y de sus sombras cercanas.
- 4- Obtención de informe, donde aparece detallado todo lo introducido de manera individual y a elección propia en los pasos anteriores, y los datos productos de la simulación.
- 5- Obtención de gráficas horarias de todos los días del año con los valores de la potencia a la salida del inversor.

También se va a realizar una comparativa del consumo normal de una vivienda en las cuatro estaciones del año con la potencia que generan estas seis instalaciones, de esta manera se sacan las conclusiones para obtener la instalación óptima.

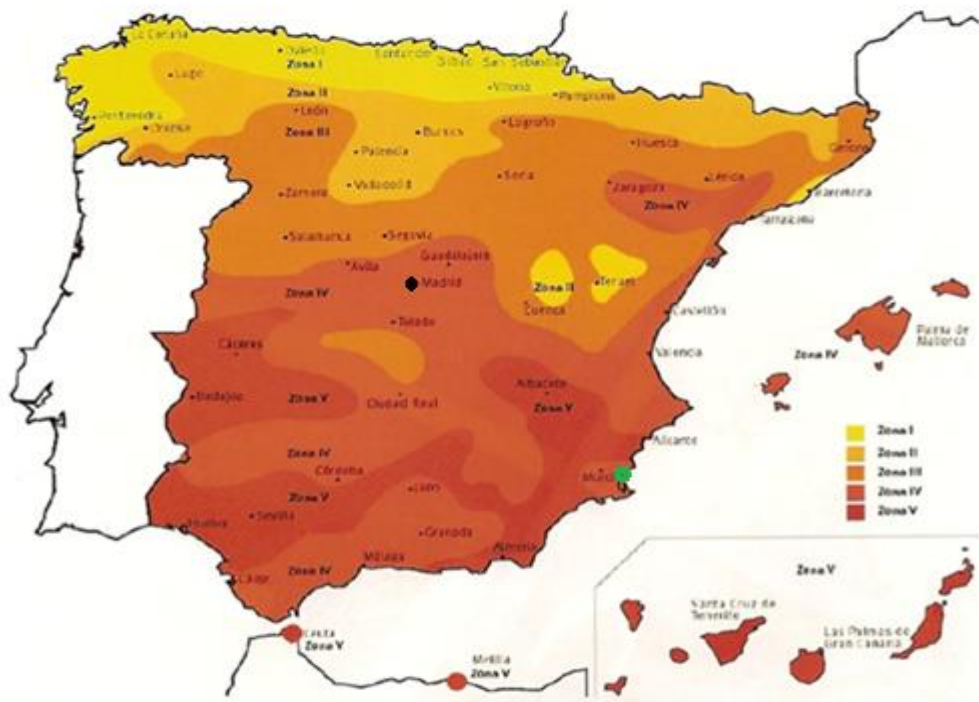
Sobre la instalación óptima escogida se va a realizar un estudio para el aumento de la eficiencia mediante la realización de una gestión de consumo, intentando aumentar en consumo cuando existen excedentes de potencia generada, con el uso de aparatos de consumo puntual y acumuladores, y así disminuir la necesidad de potencia cuando la electricidad es suministrada por la red.

A continuación se muestra el esquema de cómo se ha llevado a cabo.



4.1 Emplazamiento: Radiación solar

En función de la irradiación solar media de los cinco últimos años, España se divide en cinco zonas climáticas diferentes que vemos en la siguiente figura:



ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m ²)	<3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	>5,0

Figura 11. Mapa de la radiación solar en España. Fuente: [34]

En la imagen del mapa (figura 11) que se muestra observamos con un punto negro la primera ubicación escogida, Madrid, y con el punto verde la segunda ubicación, San Javier (Murcia).

La ciudad de Madrid se encuentra localizada en la zona central de la Península Ibérica, cuyas coordenadas son 40°5' norte y 3°5' oeste, con una altura media de 667 m sobre el nivel del mar. Con una irradiación media diaria de entre 4,65 Kwh/m² y 5 Kwh/m², pero puede no llegar o sobrepasar estos parámetros dependiendo del mes del año en el cual nos encontremos.

Por otro lado tenemos San Javier, municipio de la región de Murcia. Con unas coordenadas de 47°8' norte y 0°8' oeste, y a una altura de unos 5 m sobre el nivel del mar. La radiación solar de esta localidad supera los 5 Kwh/m², pero como hemos dicho anteriormente, dependiendo del mes del año en el que nos encontremos.

Tabla 1. Radiación solar Pvgis. Elaboración propia.

Madrid				San Javier			
Mes	H h	H opt	T _{24h}	Mes	H h	H opt	T _{24h}
Enero	2070	3570	6,5	Enero	2580	4390	11,6
Febrero	3150	4820	7,8	Febrero	3550	5290	12,4
Marzo	4480	5730	11,2	Marzo	4810	6000	14,7
Abril	5680	6180	12,9	Abril	6090	6520	16,7
Mayo	6580	7080	17,0	Mayo	7000	6680	20,0
Junio	7710	7500	22,8	Junio	7900	7130	24,2
Julio	7980	7310	25,2	Julio	7790	7210	26,6
Agosto	6970	6570	24,8	Agosto	6830	7000	27,0
Septiembre	5370	5120	20,5	Septiembre	5360	6340	24,0
Octubre	3580	3960	15,7	Octubre	3950	5500	20,4
Noviembre	2370	3440	6,7	Noviembre	2780	4560	15,2
Diciembre	1910	5640	15,1	Diciembre	2500	4350	12,3

H h: La irradiación en el plano horizontal (Wh/m²/día)

H opt: Irradiación en plano inclinado de manera óptima (Wh/m²/día)

T_{24h}: 24 horas promedio de temperatura (°C)

4.2 Elementos y especificaciones a seguir para el desarrollo de los casos prácticos

Herramientas

El programa utilizado se llama PVsyst, versión 6.2.5, es una herramienta que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos que se quieran llevar a cabo. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día [33].

Por otro lado, se ha utilizado Microsoft Excel 2010 para la realización de las múltiples gráficas comparativas con las que cuenta la memoria, mediante la exportación de los datos experimentales obtenidos con el programa.

Desarrollo de los casos prácticos

A continuación se desarrolla detalladamente los pasos a seguir para la elaboración del desarrollo de los casos prácticos mediante el predimensionado, dimensionado y obtención de los informes.

Especificaciones en el predimensionado

El aumento de la capacidad de producción de 2010 se ha concentrado en las tecnologías clásicas de silicio, ya sea monocristalino o policristalino. Las tecnologías de capa delgada pierden cuota de mercado y las previsiones es que su porcentaje disminuya en los próximos años.

El silicio es el principal material para las células solares, además es un material muy abundante en la corteza terrestre.

Hay varios tipos de células solares, en este caso se ha elegido celdas monocristalinas.

A continuación, se ven unas especificaciones que han sido necesarias introducir en el dimensionado del programa para obtener la simulación, en las que se encuentra entre otras, el tipo de celda que se debe escoger para realizar después las simulaciones.

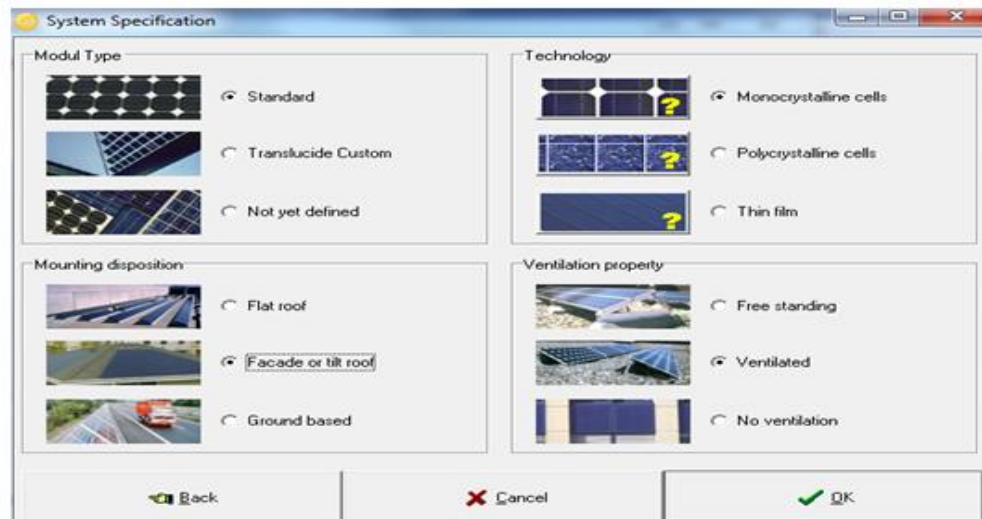


Figura 12. Especificaciones predimensionado. Fuente: PV Syst

Dentro del tipo de módulo se seleccionó el tipo (modul type), el escogido fue el tipo estándar (standard) que es el modelo convencional y con el mayor de los rendimientos dentro de los tres tipos. Por otro lado están las células translúcidas (translucide costum), se busca este cambio básicamente por mejorar estéticamente las instalaciones y que esto no fuera un inconveniente, pero la realidad es que disminuyen su rendimiento en gran proporción, ofrecen aproximadamente un 7% de rendimiento a la hora de transformar la luz en energía. Por último, daba la opción de escoger celdas sin definir (not yet defined), pero es algo que incrementa mucho el coste total de la instalación, y que se descartó en el primer momento.

La siguiente especificación que aparece es el montaje de los paneles (mounting disposition), PVsyst cuenta con tres tipos, montaje plano en suelo (flat roof), montaje para fachada o techo (facade or lift roof) y el montaje para calle o suelo (ground based). Se nos da el caso de que los paneles están sobre el techo de un edificio, por lo que la opción escogida es la segunda, sobre fachada.

La última especificación de los paneles instalados sería la ventilación. Se observa que existen tres niveles posibles de ventilación, ventilación con inclinación a escoger y variable (free standing), ventilación con una determinada inclinación (ventilated) y sin ventilación (no ventilation). Dado que la ventilación es algo muy importante, que influye en la eficiencia de la instalación, se elige con una ventilación con inclinación determinada, que es la más utilizada. Con esto se da por finalizado el pre-dimensionado de la instalación fotovoltaica.

Dimensionado de la instalación

VIVIENDA Y OBJETOS CERCANOS.

Una vez concluido el pre-dimensionado de la instalación se comienza con el dimensionado indicando que la planta está conectada a red.

A continuación, se va a explicar la orientación y las proximidades de la vivienda escogidas para las simulaciones. Esto es algo opcional dentro de la simulación, si no se hace los datos obtenidos son menos asociados a la realidad, dentro del software PV syst aparece en la parte de objetos cercanos.



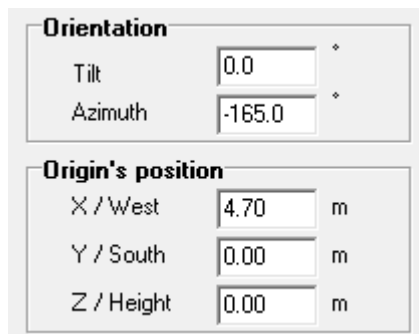
Figura 13. Construcción y objetos cercanos. Fuente: PV Syst

La situación óptima para una instalación fotovoltaica es cuando se encuentra totalmente orientada al sur, pero con el fin de hacer más real la ubicación se ha orientado la vivienda con un ángulo de 15° con respecto al sur. Esto es un dato que se debe tener en cuenta para llevar a cabo las simulaciones, en los parámetros de campo, porque se tienen que desviar las placas fotovoltaicas para que estas estén orientadas al sur.

En el programa una de las pestañas que se debe rellenar para una simulación más exacta es la de Objetos Cercanos, una vez dentro en la casilla de Construcción/Perspectiva se escoge el elemento con el que se quiera contar. En este caso se debe elegir uno por uno, la base de la casa, el tejado, los módulos fotovoltaicos y un árbol.

Es necesario elegir bajo criterio personal e introducir uno por uno todos los datos de las partes que se ha dicho en el párrafo anterior. En el caso de los módulos fotovoltaicos, con el ancho, el largo y el número de paneles, se sabe la superficie y las dimensiones necesarias para cada tipo de instalación, con lo que el tamaño de la vivienda tendrá que ser lo suficientemente grande para poder contar con la mayor superficie de módulos fotovoltaicos de las instalaciones calculadas.

El tamaño de la casa, su ubicación, la forma del tejado, la situación de los módulos fotovoltaicos... son algunas de las especificaciones que se deben tener en cuenta. En primer lugar se escoge el elemento con el cual se quiere contar, una vez que se tiene se elige las coordenadas donde se quiere situar en función de los ejes que aparecen en este software, así como el ángulo.



The screenshot shows two sections of the PV Syst software interface. The 'Orientation' section has two input fields: 'Tilt' with a value of 0.0 and 'Azimuth' with a value of -165.0, both with degree symbols. The 'Origin's position' section has three input fields: 'X / West' with a value of 4.70 m, 'Y / South' with a value of 0.00 m, and 'Z / Height' with a value of 0.00 m.

Figura 14. Coordenadas vivienda. Fuente: PV Syst

Como se ve en la imagen de la izquierda, en la que aparecen las coordenadas de la casa, el ángulo acimut es de -165° , es decir, los 15° a los que se ha hecho referencia con anterioridad. Después de las coordenadas se introducen las dimensiones con las que se quiere que cuente cada elemento a dimensionar dentro de la instalación fotovoltaica.

Tabla 2. Dimensiones casa. Elaboración propia.

CASA	
Ancho	21,3m
Longitud	9,4m
Altura	3,5m

Tabla 3. Dimensiones tejado. Elaboración propia.

TEJADO	
Ancho de base	9,4m
Largo de base	21,3m
Longitud superior	13,6m

Si se observa la figura de la vivienda se ve la existencia de un árbol muy próximo a la vivienda. Vuelve a ser un elemento añadido para que se ajuste más a un caso real dado que debido a las dimensiones escogidas del árbol, en determinadas horas del día este está dando sombra a las placas fotovoltaicas, con lo que en esos momentos el rendimiento es menor, lo que hace que la potencia final que llega a la vivienda es menor. Esto viene determinado por la altura y la inclinación que tenga el sol en cada momento del día.

Las dimensiones del árbol y las coordenadas que se han usado son iguales para las seis simulaciones que se pueden ver con detalle más adelante. Las coordenadas del árbol en el eje X es de 7m, en el Y de -3,3m y en el eje Z es 0m. Las dimensiones con las que este elemento cuenta son las siguientes:

Tabla 4. Dimensiones árbol. Elaboración propia.

ARBOL	
Punto medio de altura	2,5m
Altura media	2,5m
Altura parte baja	2m
Altura del troco	5m
Diámetro medio	4m
Diámetro del tronco	0,5m

Los módulos fotovoltaicos tienen un tamaño diferente en función del fabricante y potencia elegida, también varía el número necesario. Por tanto, en cada simulación se tiene unas dimensiones diferentes que aparecen más adelante. Sin embargo, las coordenadas utilizadas para su situación en el tejado de la vivienda son en todos los casos las mismas y son las siguientes: X/Oeste -5,20 m; Y/Sur 3,00 m; altura 4,40 m (la altura es necesaria especificarla porque los módulos deben estar situados junto encima del tejado, apoyados).

INVERSOR Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dentro del software, en la parte de dimensionado, la pestaña que aparece con el nombre de Sistema es obligatoria, ya que en ella se introduce el inversor, los módulos fotovoltaicos y la potencia instalada con lo que se quiere trabajar.

En ayuda al dimensionado da la opción de poner la potencia instalada o la superficie en m^2 del lugar donde se quiere instalar la planta fotovoltaica. En este caso, se ha introducido la potencia instalada (figura 15). Se selecciona el módulo fotovoltaico que sea acorde con la potencia que se quiere, seguidamente el inversor. Si se escogen modelos que no cumplen las condiciones para esa instalación aparece un aviso que indica que no son válidos. A continuación aparecen los números de módulos entre un rango que deben ponerse, y las cadenas.

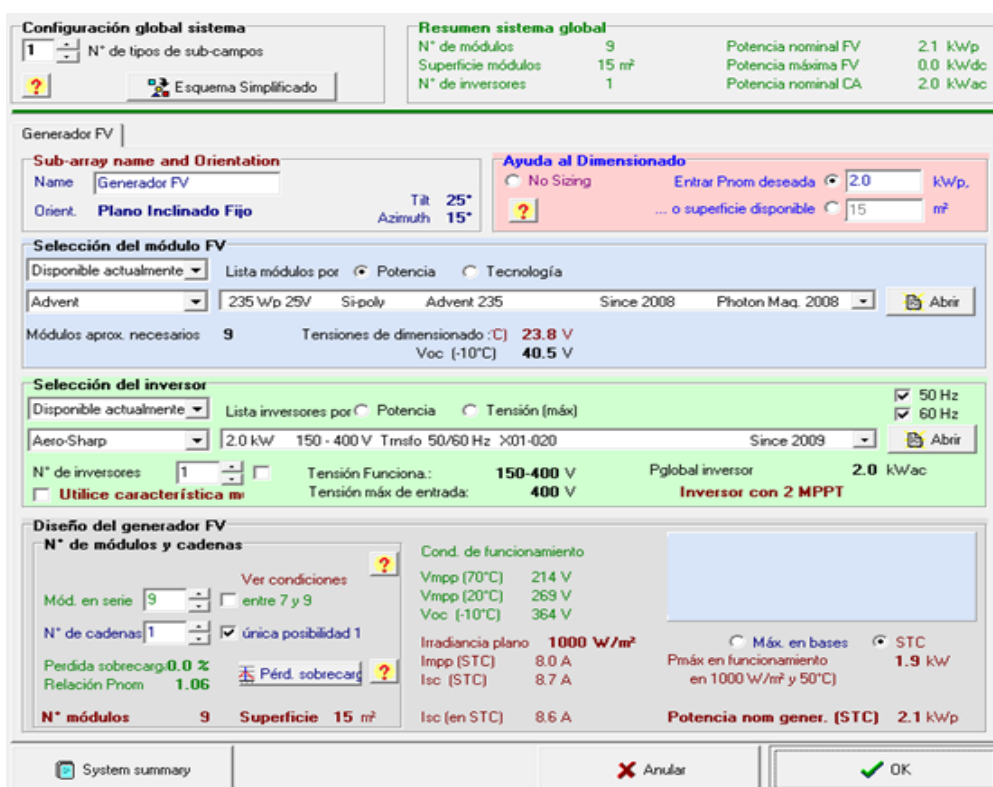


Figura 15. Configuración global del sistema. Fuente: PV Syst

Se observa que abajo del todo a la derecha de la foto (figura15) aparece la potencia máxima de funcionamiento y la potencia nominal generada, lo óptimo es que estos dos datos sean lo más próximos posible a la potencia instalada escogida, teniendo en cuenta que la potencia máxima de funcionamiento tiene que ser menos que la nominal.

Obtención de resultados

Una vez se ha seleccionado, completado y especificado todos los pasos mencionados antes se procede a la obtención de los resultados para la realización del análisis. Pulsando la pestaña donde aparece “simulación”.

Por un lado se obtiene el informe completo de cada caso escogido en el que se detallan las especificaciones técnicas que se han tenido que tener en cuenta anteriormente, la potencia generada, la irradiación global, la temperatura ambiente media mensual, la energía efectiva a la salida del generador, el rendimiento, el diagrama de sombras, las pérdidas generadas por diferentes motivos...

Por otro lado, una vez seleccionada la pestaña de simulación, existe la opción de sacar diferentes gráficas. Gráficas horarias, gráficas diarias...

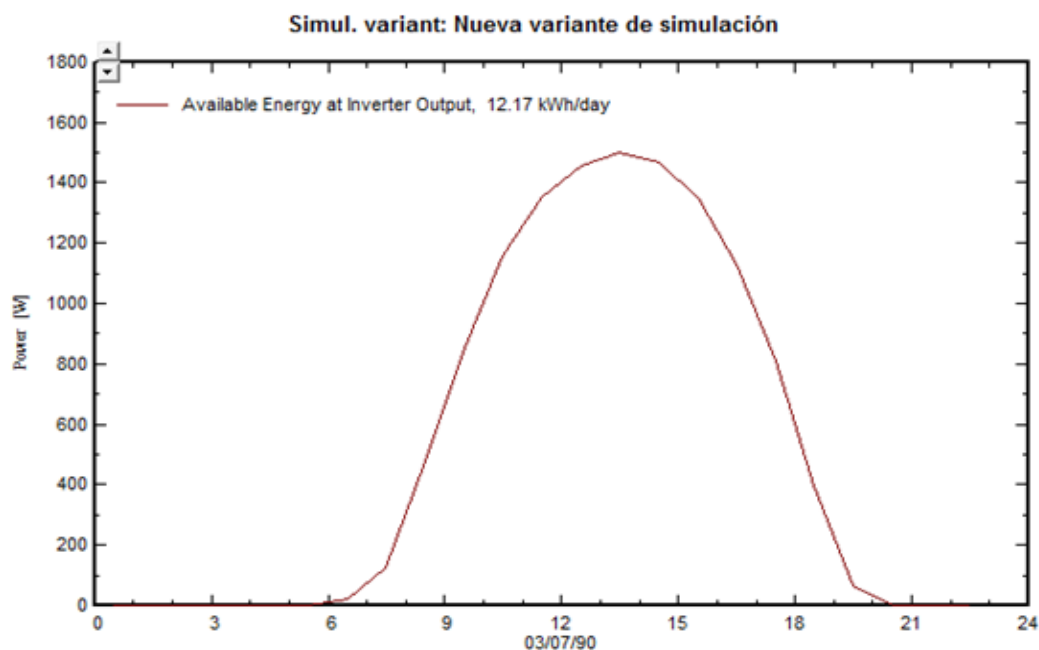


Figura 16. Energía a la salida del inversor, San Javier con potencia instalada 2 kW. Fuente: PV Syst

Para la realización de este análisis ha sido necesario seleccionar la opción de “Gráfica horaria” y tomar la opción de energía a la salida del inversor. Se obtiene la gráfica anterior, en el eje X aparecen las horas del día, y en el eje Y la potencia en vatios que se tiene a la salida del inversor. De aquí se puede obtener, exportando, el número exacto de vatios generados a cada hora del día

4.3 Casos prácticos

En este apartado se analizan los resultados obtenidos con PV Syst en las simulaciones de Madrid y San Javier.

4.3.1 Simulaciones Madrid

Siguiendo todos los pasos y especificaciones indicados en los apartados anteriores, el primero de los dos emplazamientos elegidos que se va a estudiar es Madrid, con una latitud de $40,5^\circ$, una longitud de $3,7^\circ$ y una altitud de 665 m sobre el nivel del mar. Para todas las simulaciones realizadas el plano receptor (paneles fotovoltaicos) tiene las mismas características, la inclinación 25° y el acimut 15° .

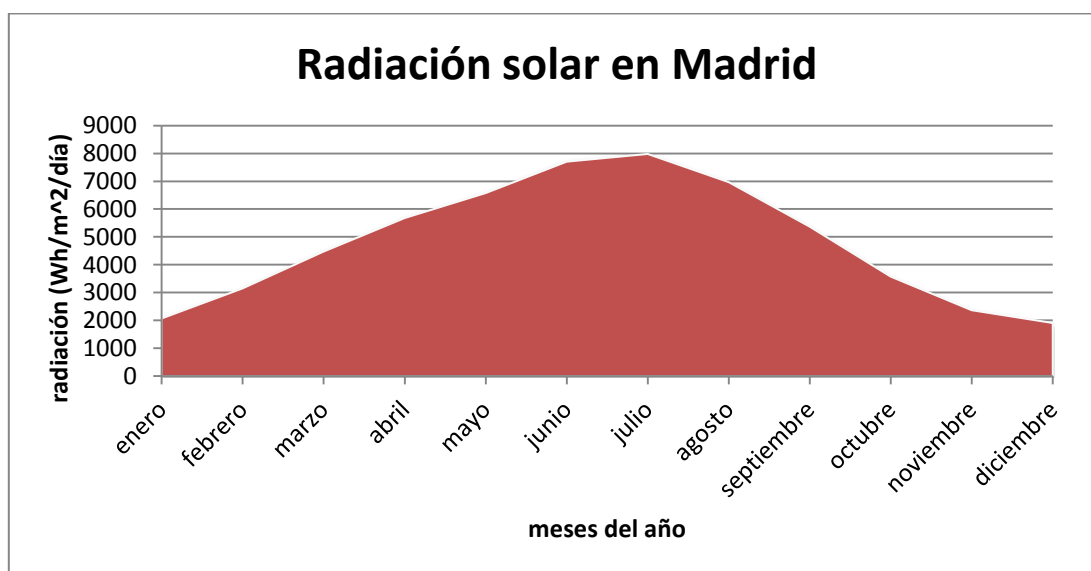


Figura 17. Gráfica de la radiación solar en Madrid. Elaboración propia

Todos los informes obtenidos que las tres simulaciones en Madrid se encuentran recogidos en el anexo 1 con el encabezamiento de A1.M.

Potencia instalada de 3,3 kW

En la ubicación de Madrid se ha querido que el sistema fotovoltaico de autoconsumo cuente, en primer lugar, con una potencia instalada de 3,3 kW. Se han ido realizando todos los pasos previos que se hicieron referencia anteriormente, y luego las diferentes especificaciones para cada una de las diferentes simulaciones.

Para el módulo fotovoltaico se ha utilizado una única cadena que cuenta con 15 módulos en serie. A continuación se especifica las características del generador fotovoltaico que aparece en el anexo 1 en la figura A1.M.1.

- Modelo: Advent 220
- Fabricante: Advent
- Potencia global generada, Nominal (STC): 3300 Wp
- Potencia nominal unitaria: 220 Wp
- Funcionamiento del generador (50°C), Vmpp: 382 V
- Las dimensiones totales del área de generación fotovoltaica son:
- Ancho: 990mm x 15módulos= 14,8m
- Largo: 1,68m
- Superficie total de los módulos: 24,9 m^2

Seguidamente, dentro del mismo informe, se observan los detalles del inversor escogido.

- Modelo: PVS 300- TLS - 3300 W - 2
- Fabricante: ABB
- Tensión de funcionamiento: 335 – 800 V
- Potencia nominal unitaria: 3,30 kW AC

En la segunda página del informe (figura A1.M.2) de esta primera simulación se puede ver como la superficie que ocupan los módulos fotovoltaicos es bastante grande, de 24,9 m^2 , ya que ocupa gran parte del lateral del tejado que más orientado al sur está.

Como resultado, la potencia producida, teniendo en cuenta las pérdidas del generador fotovoltaico y las del inversor, es de 4903 kW/año, con un factor de rendimiento de la instalación fotovoltaica de 80,1%. Aparece de forma más extensa y detallada en el informe (figura A1.M.3).

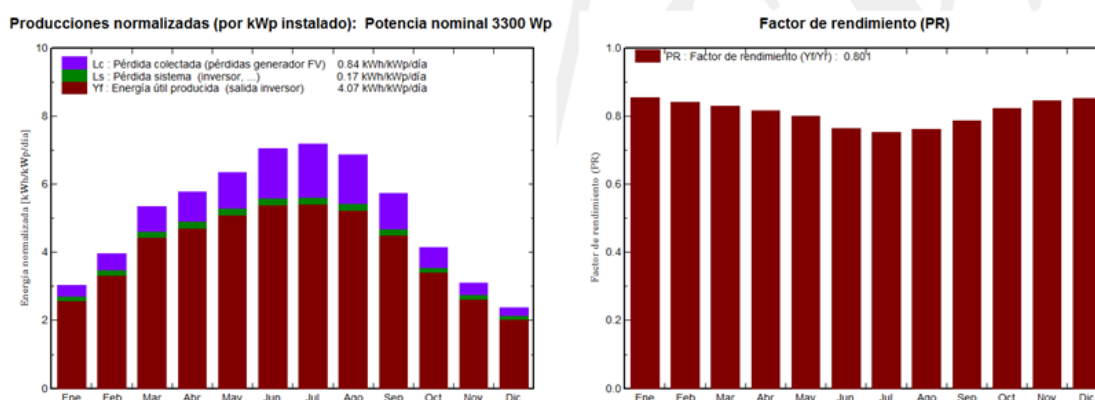


Figura 18. Potencia producida y rendimiento, Madrid 3,3 kW. Fuente: PV Syst

Como se observa en la gráfica de la izquierda la potencia a la salida del inversor, que es la potencia que llega para el uso de la vivienda, en los meses de junio, julio y agosto supera los 5 kWh/kWp/día, aparece también la cantidad de las pérdidas del inversor (0,17 kWh/kWp/día) y generador (0,84 kWh/kWp/día). Sin embargo son precisamente en los tres meses anteriormente mencionados cuando existe un menor rendimiento, en los cuales este no llega a alcanzar el 80 %, es debido principalmente a que las temperaturas son mayores y se generan pérdidas por altas temperaturas, como se ve en la tabla hay una variación de unos 10 °C con la media anual y la temperatura de los meses de junio, julio y agosto.

Tabla 5. Valores obtenidos Madrid 3,3 kW. Fuente: PVSyst

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	61.0	6.55	93.7	90.5	277.5	264.7	11.87	11.32
Febrero	80.6	8.05	110.9	107.4	322.3	308.2	11.66	11.14
Marzo	134.7	11.66	166.0	161.0	474.1	455.1	11.44	10.99
Abril	159.1	13.50	173.2	167.4	486.2	466.4	11.25	10.79
Mayo	195.7	17.57	197.0	189.9	542.6	521.0	11.04	10.60
Junio	218.2	24.44	211.4	203.2	555.4	533.9	10.53	10.12
Julio	225.4	26.47	222.7	214.8	575.9	554.0	10.37	9.97
Agosto	200.1	26.14	213.1	206.6	556.2	535.4	10.46	10.07
Septiembre	147.6	21.37	171.8	166.7	464.9	446.8	10.85	10.43
Octubre	99.7	15.53	128.7	124.5	364.9	349.3	11.37	10.88
Noviembre	64.1	9.30	93.2	90.1	273.1	260.3	11.74	11.19
Diciembre	47.6	6.48	73.9	71.2	218.8	207.8	11.87	11.27
Año	1633.8	15.63	1855.5	1793.1	5111.8	4902.8	11.04	10.59

Tabla 6. Tabla de unidades. Elaboración propia

GlobHor	Irradiación global horizontal (kWh/m ²)
T Amb	Temperatura Ambiente (°C)
GlobInc	Global incidente en el plano receptor (kWh/m ²)
GlobEff	Global efectivo corregido para IAM y sombreado (kWh/m ²)
EArray	Energía efectiva en la salida del generador (kWh)
E_Grid	Energía reinyectada en la red (kWh)
EffArrR	Eficiencia, Energía de salida del campo/superficie bruta (%)
EffSysR	Eficiencia, Energía de salida del sistema/ superficie bruta (%)

En la tabla de balances y resultados se obtienen múltiples datos como resultado de la simulación, algunos importantes para el cálculo de las pérdidas. Los dos datos que más interesan para los próximos cálculos de la realización del trabajo son la energía efectiva a la salida del generador (EArray), siendo la media del año 5111,8 kWh , y lo que llama energía reinyectada a la red (E_Grid) que coincide con la energía a la salida del inversor, con una media anual de 4902,8 kWh.

En la última de las páginas del informe aparece el diagrama de pérdidas durante todo el año (figura A1.M.4). En la tabla la energía nominal del generador es la energía que se obtiene después de la conversión fotovoltaica, es lo que se llama en las páginas anteriores del informe como Pnom generada (STC).

Tabla 7. Pérdidas anuales Madrid 3,3 kW. Elaboración propia

Irradiación global horizontal	1634 kWh/m ²
Sombras cercanas: pérdida de irradiancia	-0,4 %
Factor IAM en global	-3,0 %
Energía nominal generador	5964 kWh/m ²
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia	-1,6 %
Pérdida FV debido a la temperatura	-9,7 %
Pérdida calidad del módulo	-1,5 %
Pérdida mismatch campo del módulo	-1,0 %
Pérdida óhmica del cableado	-1,1 %
Energía virtual del generador	5112 kWh/m ²
Pérdida del inversor durante el funcionamiento (eficiencia)	-4,1 %
Pérdida del inversor a través de la Pnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de potencia	0,0 %
Pérdida del inversor a través de la Vnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	0,0 %
Energía disponible a la salida del inversor	4903 kWh/m ²

Como pérdidas del inversor, sólo existen las que se tienen durante el funcionamiento de este, el resto de pérdidas que aparecen en la tabla son nulas ya que cuando se han hecho las simulaciones y se ha escogido el inversor se ha seleccionado el óptimo para todos estos casos.

Potencia instalada 2 kW

En la siguiente simulación que se ha realizado en Madrid la potencia instalada escogido para el sistema es de 2 kW.

Para el modulo fotovoltaico se ha utilizado una única cadena que cuenta con 9 módulos en serie. A continuación, como se muestra en el anexo 1 (figura A1.M.5), se especifican las características del generador fotovoltaico.

- Modelo: Advent 235
- Fabricante: Advent
- Potencia global generada, Nominal (STC): 2115 Wp
- Potencia nominal unitaria: 235 Wp (en condiciones de funcionamiento 1896 Wp)
- Funcionamiento del generador (50°C), Vmpp: 236 V

Las dimensiones totales del área de generación fotovoltaica son:

- Ancho: 990mm x 9módulos= 8,91m
- Largo: 1,68m
- Superficie total de los módulos: 15,0 m^2

Seguidamente, dentro del mismo informe, se observan los detalles del inversor escogido.

- Modelo: X01 - 020
- Fabricante: Aero - Sharp
- Tensión de funcionamiento: 150 – 400V
- Potencia nominal unitaria: 2,0 kW AC

En el anexo 1 (A1.M.6) se observa visualmente como se ha reducido de manera significativa el tamaño de la superficie del tejado ocupada por los módulos fotovoltaicos, causados por la menos potencia instalada para el sistema.

En esta segunda simulación la potencia producida (figura A1.M.7) es de 3035 kW/año, con un factor de rendimiento de la instalación fotovoltaica de 77,3%.

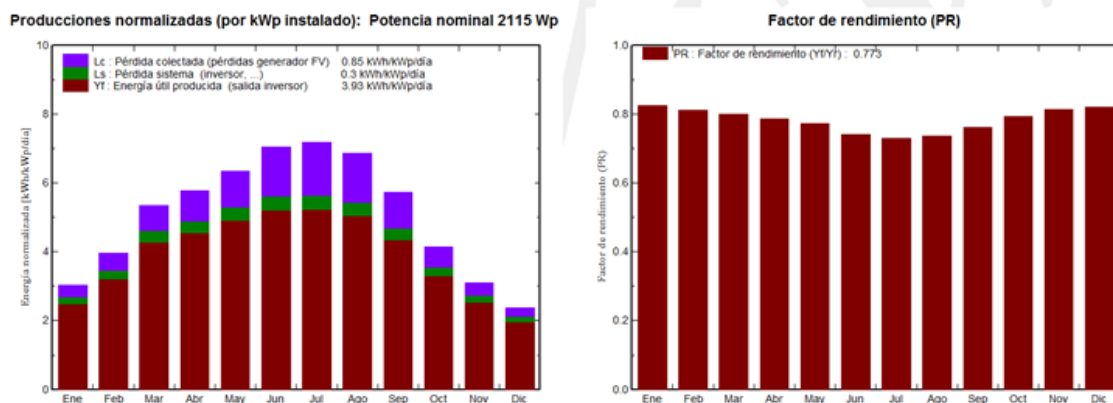


Figura 19. Potencia producida y rendimiento, Madrid 2 kW. Fuente: PV Syst

La potencia generada a la salida del inversor aproximadamente ha disminuido 1 kW al año con respecto a la instalación anterior de 3,3 kW, con lo que es una bajada razonable y acorde con la variación de la potencia instalada.

Se observa también que el rendimiento en este caso es menor, esto es debido a que al ser una potencia distinta se ha tenido que poner unos módulos fotovoltaicos y un inversor diferente con respecto al anterior, y a que la energía nominal del generador se obtiene como producto de la irradiancia efectiva (con pérdidas de sombras) con los m^2 de superficie receptora, con lo que a menos superficie menos STC, se observa en el diagrama de pérdidas de cada informe.

Al estar situada en Madrid, al igual que en el caso anterior, los descensos de potencia y rendimiento son proporcionales debido a que se cuenta con la misma radiación solar y condiciones meteorológicas.

Tabla 8. Valores obtenidos Madrid 2 kW. Fuente: PVSyst

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	61.0	6.55	93.7	90.5	176.6	163.6	12.60	11.66
Febrero	80.6	8.05	110.9	107.5	205.5	190.3	12.38	11.47
Marzo	134.7	11.66	166.0	161.1	302.5	281.4	12.17	11.32
Abril	159.1	13.50	173.2	167.6	310.6	288.4	11.98	11.12
Mayo	195.7	17.57	197.0	190.3	347.1	322.4	11.77	10.93
Junio	218.2	24.44	211.4	203.8	356.4	331.1	11.26	10.46
Julio	225.4	26.47	222.7	215.4	369.9	343.6	11.10	10.31
Agosto	200.1	26.14	213.1	206.9	356.7	331.9	11.19	10.41
Septiembre	147.6	21.37	171.8	166.8	297.4	276.6	11.56	10.76
Octubre	99.7	15.53	128.7	124.6	232.8	216.1	12.09	11.22
Noviembre	64.1	9.30	93.2	90.2	174.0	160.8	12.47	11.52
Diciembre	47.6	6.48	73.9	71.3	139.3	128.2	12.59	11.59
Año	1633.8	15.63	1855.5	1795.9	3268.8	3034.5	11.77	10.93

Se observa la leyenda de los elementos de la tabla 8 en la tabla 6.

Para este nuevo estudio realizado, la energía efectiva a la salida del generador (EArray), siendo la media del año 3258,8 kWh, y lo que llama energía reinyectada a la red (E_Grid) que coincide con la energía a la salida del inversor, con una media anual de 3034,5 kWh. Desciende considerablemente debido una vez más, a la menor potencia instalada con respecto a la anterior. Siendo lógicamente, la radiación global y la temperatura las mismas, como se indicaba anteriormente.

En la última de las páginas del informe de este nuevo sistema se observa variaciones en el diagrama de pérdidas durante todo el año.

Tabla 9. Pérdidas anuales Madrid 2 kW. Elaboración propia

Irradiación global horizontal	1634 kWh/m ²
Sombras cercanas: pérdida de irradiancia	-0,3 %
Factor IAM en global	-3,0 %
Energía nominal generador	3797 kWh/m ²
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia	-1,7 %
Pérdida FV debido a la temperatura	-9,2 %
Pérdida calidad del módulo	-1,5 %
Pérdida mismatch campo del módulo	-1,0 %
Pérdida óhmica del cableado	-1,1 %
Energía virtual del generador	3269 kWh/m ²
Pérdida del inversor durante el funcionamiento (eficiencia)	-7,2 %
Pérdida del inversor a través de la Pnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de potencia	0,0 %
Pérdida del inversor a través de la Vnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	0,0 %
Energía disponible a la salida del inversor	3035 kWh/m ²

Cabe destacar que para este caso las pérdidas causadas por sombras cercanas, en este caso el árbol, han disminuido un 0,1%, esto sucede porque hay una menor superficie ocupada por módulos fotovoltaicos y junto con la trayectoria del sol a lo largo del día, produce que en esta superficie haya menos tiempo al día de sombra y en un área más reducida. Como se observa en la tabla, las pérdidas del inversor en el funcionamiento han aumentado un porcentaje considerable con respecto al caso anterior ya que el inversor utilizado en este caso es diferente.

Potencia instalada 1kW

En esta ocasión, siguiendo en el mismo emplazamiento, la potencia con la que se ha decidido instalar en el sistema es de 1 kW.

Para el modulo fotovoltaico se ha utilizado una única cadena que cuenta con 6 módulos en serie, cada módulo cuenta con una potencia nominal de 190 Wp.

Para el modulo fotovoltaico se ha utilizado una única cadena que cuenta con 6 módulos en serie. A continuación se especifica las características del generador fotovoltaico.

- Modelo: ZBR-190MS
- Fabricante: Zebra Energy
- Potencia global generada, Nominal (STC): 1140 Wp
- Potencia nominal unitaria: 190 Wp
- Funcionamiento del generador (50°C), Vmpp: 197 V

Las dimensiones totales del área de generación son:

- Ancho: 990mm x 15módulos= 4,848m
- Largo: 1,58m
- Superficie total de los módulos: 7,7 m²

Seguidamente, dentro del mismo informe, se observan los detalles del inversor escogido.

- Modelo: X01-010
- Fabricante: Aero Sharp
- Tensión de funcionamiento: 150 - 400 V
- Potencia nominal unitaria: 1,00 kW AC

En la segunda página del informe de esta tercera y última simulación en la primera de las ubicaciones, se puede ver como la superficie que ocupan los módulos fotovoltaicos es muy pequeña sobre todo en comparación con la primera de las simulaciones realizadas (A1.M.10), de 7,7 m², ocupa una pequeña parte centrada del lateral del tejado que tiene una orientación más próxima al sur.

En esta simulación la potencia producida es de 1602 kW/año, con un factor de rendimiento de la instalación fotovoltaica de 75,7%, en esta ocasión la cantidad de las pérdidas del inversor es de 0,34 kWh/kWp/día y las del generador de 0,9 kWh/kWp/día, anexo 1 (figura A1.M.11).

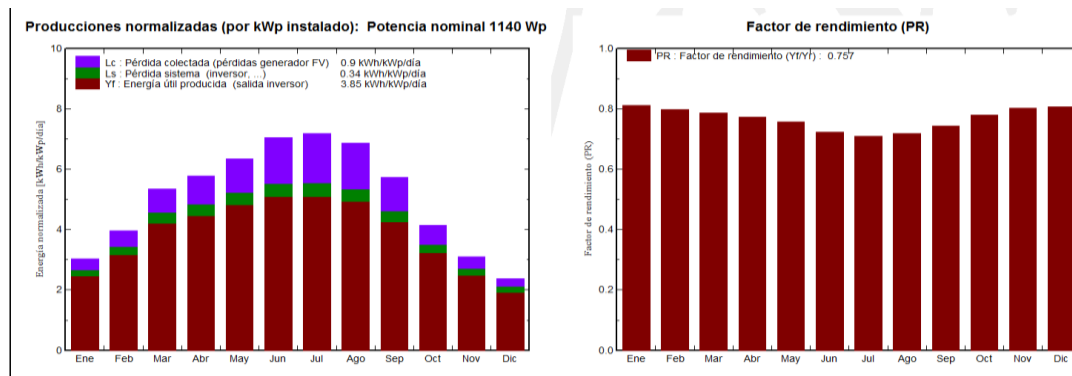


Figura 20. Potencia producida y rendimiento, Madrid 1 kW. Fuente: PV Syst

La potencia generada a la salida del inversor aproximadamente ha disminuido casi 2 kW al año con respecto a la instalación anterior de 3,3 kW, con lo que es una bajada de una variación de potencia grande, aunque se corresponde con la proporción de la potencia instalada.

Se observa también que el rendimiento en esta última simulación de Madrid es el más pequeño de todos, y como ya se ha indicado en para el caso anterior de 2 kW, esto es debido a que al ser una potencia distinta se ha tenido que poner unos módulos fotovoltaicos y un inversor diferente con respecto al anterior.

Tabla 10. Valores obtenidos Madrid 1 kW. Fuente: PVSyst

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Enero	61.0	6.55	93.7	90.6	94.7	86.9	13.20	12.10
Febrero	80.6	8.05	110.9	107.5	110.1	100.9	12.96	11.88
Marzo	134.7	11.66	166.0	161.1	161.7	149.1	12.72	11.72
Abril	159.1	13.50	173.2	167.7	165.9	152.6	12.51	11.50
Mayo	195.7	17.57	197.0	190.4	185.2	170.3	12.27	11.29
Junio	218.2	24.44	211.4	203.9	189.2	174.1	11.68	10.75
Julio	225.4	26.47	222.7	215.5	196.1	180.3	11.50	10.57
Agosto	200.1	26.14	213.1	207.0	189.1	174.3	11.59	10.68
Septiembre	147.6	21.37	171.8	166.9	158.1	145.7	12.02	11.07
Octubre	99.7	15.53	128.7	124.7	124.4	114.3	12.62	11.60
Noviembre	64.1	9.30	93.2	90.2	93.2	85.2	13.05	11.94
Diciembre	47.6	6.48	73.9	71.3	74.7	68.0	13.21	12.01
Año	1633.8	15.63	1855.5	1796.8	1742.6	1601.9	12.26	11.27

Se observa la leyenda de la tabla 10 en la tabla 6.

En la tabla de balances y resultados se obtienen la energía efectiva a la salida del generador (EArray), siendo la media del año 1742,6 kWh, y lo que llama energía reinyectada a la red (E_Grid) que coincide con la energía a la salida del inversor, con una media anual de 1601,9 kWh.

En la última de las páginas del informe obtenido de la última de las simulaciones en Madrid, aparece el diagrama de pérdidas durante todo el año con la potencia instalada de 1 kW (figura A1.M.12).

Tabla 11. Pérdidas anuales Madrid 1 kW. Elaboración propia

Irradiación global horizontal	1634 kWh/m ²
Sombras cercanas: pérdida de irradiancia	-0,2 %
Factor IAM en global	-3,0 %
Energía nominal generador	2050 kWh/m ²
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia	-2,1 %
Pérdida FV debido a la temperatura	-10,0 %
Pérdida calidad del módulo	-1,5 %
Pérdida mismatch campo del módulo	-1,0 %
Pérdida óhmica del cableado	-1,1 %
Energía virtual del generador	1743 kWh/m ²
Pérdida del inversor durante el funcionamiento (eficiencia)	-8,0 %
Pérdida del inversor a través de la Pnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de potencia	0,0 %
Pérdida del inversor a través de la Vnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	0,0 %
Energía disponible a la salida del inversor	1602 kWh/m ²

En este caso las pérdidas por sombras cercanas se han reducido un 0,2% con respecto a la instalación de este mismo municipio de potencia 3,3 kW, su valor actual es de 0,2%. Como se observa en el dibujo de la simulación la superficie que cubren los números es la más pequeña de las tres simulaciones vistas hasta ahora, al estar más centrada la sombra de los objetos centrados es mejor.

4.3.2 Simulaciones San Javier

En segundo lugar, el emplazamiento es San Javier (Murcia), con una latitud de $37,8^{\circ}$ N, una longitud de $0,8^{\circ}$ W y una altitud de 1 m sobre el nivel del mar, ya que es una región costera. Para todas las simulaciones realizadas el plano receptor (paneles fotovoltaicos) tiene las mismas características que se designaron en la ciudad de Madrid, la inclinación de 25° y el acimut de 15° .

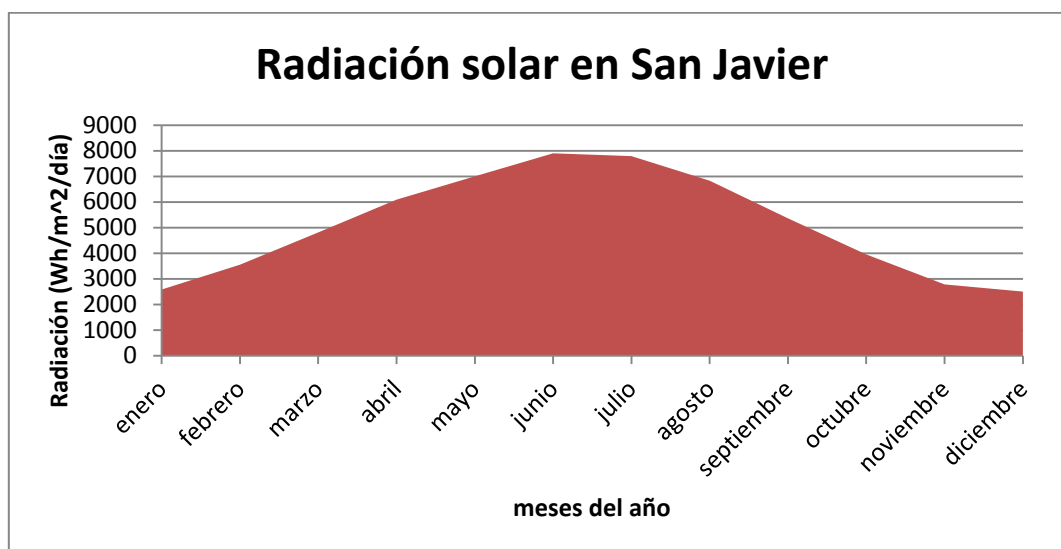


Figura 21. Gráfica de la radiación solar en San Javier. Elaboración propia

Todos los informes obtenidos de las tres simulaciones de diferentes potencias instaladas en este segundo emplazamiento, se encuentran recogidos en el anexo 1 con el encabezamiento de A1.SJ.

Potencia instalada 3,3 kW

En este caso para el sistema de autoconsumo instantáneo en esta nueva ubicación la primera potencia con la que se ha trabajado, como en el caso anterior, es de 3,3 kW.

Para el modulo fotovoltaico se ha utilizado una única cadena que cuenta con 16 módulos en serie, cada módulo cuenta con una potencia nominal de 250 Wp. Las dimensiones totales del área de generación aparecen en la primera de las páginas del informe de la simulación (figura A1.SJ.1).

- Modelo: JKM210M-72
- Fabricante: Jinksolar
- Potencia global generada, Nominal (STC): 3360 Wp
- Potencia nominal unitaria: 210 Wp
- Funcionamiento del generador (50°C), Vmpp: 532 V

Las dimensiones totales del área de generación son:

- Ancho: 990mm x 16módulos= 15,84m
- Largo: 1,68m
- Superficie total de los módulos: 26,6 m²

Seguidamente, dentro del mismo informe (figura A1.SJ.1), se observan los detalles del inversor escogido.

- Modelo: PVS300-TL-3300W-2
- Fabricante: ABB
- Tensión de funcionamiento: 335 - 800 V
- Potencia nominal unitaria: 3,3 kW AC

Para esta potencia instalada en este nuevo emplazamiento se necesita diferente modelo y número de módulos, siendo así, una mayor superficie cubierta por módulos fotovoltaicos como se observa en la figura del informe A1.SJ.2.

En esta simulación la potencia producida es de 5455 kW/año, con un factor de rendimiento de la instalación fotovoltaica de 82%. Con unas pérdidas en el inversor de 0,23 kWh/kWp/día y las pérdidas del generador fotovoltaico son de 0,74 kWh/kWp/día.

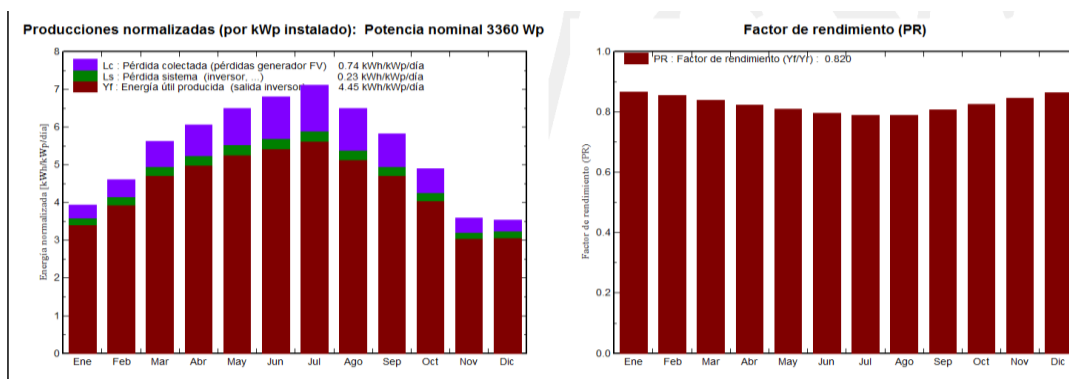


Figura 22. Potencia producida y rendimiento, San Javier 3,3 kW. Fuente: PV Syst

Con respecto a Madrid con esta misma potencia instalada, en esta simulación la potencia producida ha aumentado unos 500 kW/año, esto no quiere decir que sea mejor esta instalación, ya que es igual de importante para el autoconsumo instantáneo la potencia generada como en qué momento a lo largo del día se produce dicha potencia.

Por otro lado, siendo un dato favorable, se ha observado también un pequeño aumento en el rendimiento de la instalación fotovoltaica estudiada a continuación (figura A1.SJ.3), con respecto a Madrid con la misma potencia instalada.

Tabla 12. Valores obtenidos San Javier 3,3 kW. Fuente: PVSyst

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	79.6	11.10	122.0	118.2	374.4	354.9	15.03	14.24
Febrero	95.4	12.20	129.1	125.1	390.6	370.8	14.81	14.06
Marzo	145.1	15.10	174.2	169.1	516.0	491.0	14.50	13.80
Abril	168.5	17.70	181.9	176.2	529.3	503.5	14.24	13.55
Mayo	203.1	20.70	201.3	194.3	575.9	547.9	14.01	13.32
Junio	211.0	24.80	203.9	196.6	573.5	545.9	13.77	13.11
Julio	223.9	26.40	220.7	213.2	614.1	585.2	13.62	12.98
Agosto	192.7	26.80	201.5	195.0	561.2	534.6	13.64	12.99
Septiembre	152.6	23.80	175.0	169.7	498.4	474.6	13.94	13.28
Octubre	116.8	19.80	152.0	147.5	443.6	421.7	14.29	13.58
Noviembre	74.9	14.90	107.7	104.3	323.9	306.1	14.72	13.92
Diciembre	69.9	11.80	109.7	106.2	337.1	318.6	15.05	14.22
Año	1733.6	18.80	1979.0	1915.5	5737.8	5454.8	14.19	13.49

Tabla 13. Leyenda tabla de valores. Elaboración propia

GlobHor	Irradiación global horizontal (kWh/m ²)
T Amb	Temperatura Ambiente (°C)
GlobInc	Global incidente en el plano receptor (kWh/m ²)
GlobEff	Global efectivo corregido para IAM y sombreado (kWh/m ²)
EArray	Energía efectiva en la salida del generador (kWh)
E_Grid	Energía reinyectada en la red (kWh)
EffArrR	Eficiencia, Energía de salida del campo/superficie bruta (%)
EffSysR	Eficiencia, Energía de salida del sistema/ superficie bruta (%)

En la tabla de balances y resultados se observan los valores de la energía efectiva a la salida del generador (EArray), siendo la media del año 5737,8 kWh, y lo que llama energía reinyectada a la red (E_Grid) que coincide con la energía a la salida del inversor, con una media anual de 5454,8 kWh. Respecto a la temperatura ambiente en este emplazamiento se debe señalar que hay una menor variación de temperaturas a lo largo del año.

En la última de las páginas del informe de esta instalación fotovoltaica (figura A1.SJ.4), aparece el diagrama de pérdidas que se producen durante todo el año para este primer caso práctico realizado en San Javier.

Tabla 14. Pérdidas anuales San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

Irradiación global horizontal	1734 kWh/m ²
Sombras cercanas: pérdida de irradiancia	-0,3 %
Factor IAM en global	-2,9 %
Energía nominal generador	6430 kWh/m ²
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia	-0,2 %
Pérdida FV debido a la temperatura	-9,4 %
Pérdida calidad del módulo	+0,7 %
Pérdida mismatch campo del módulo	-1,0 %
Pérdida óhmica del cableado	-1,1 %
Energía virtual del generador	5738 kWh/m ²
Pérdida del inversor durante el funcionamiento (eficiencia)	-4,9 %
Pérdida del inversor a través de la Pnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de potencia	0,0 %
Pérdida del inversor a través de la Vnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	0,0 %
Energía disponible a la salida del inversor	5455 kWh/m ²

Se observa que las pérdidas causadas por sombras son un 1% más pequeñas que en el caso de la misma potencia instalada en Madrid.

Potencia instalada 2kW

En este segundo caso práctico desarrollado en San Javier, se vuelve a escoger una potencia instalada de 2 kW.

Para el modulo fotovoltaico se ha utilizado una única cadena que cuenta con 9 módulos en serie, cada módulo cuenta con una potencia nominal de 225 Wp. Las dimensiones totales y especificaciones que se han debido seleccionar del área de generación fotovoltaica vienen recogidas en el anexo1, A1.SJ.5.

- Modelo: Advent 225
- Fabricante: Advent
- Potencia global generada, Nominal (STC): 2025 Wp
- Potencia nominal unitaria: 225 Wp
- Funcionamiento del generador (50°C), Vmpp: 233 V

Las dimensiones totales del área de generación son:

- Ancho: 808mm x 9módulos= 8,91m
- Largo: 1,68m
- Superficie total de los módulos: 15 m²

Seguidamente, dentro del mismo informe, se observan los detalles del inversor escogido.

- Modelo: Sirio EVO 2000
- Fabricante: Aros
- Tensión de funcionamiento: 100-720 V
- Potencia nominal unitaria: 2,00 kW AC

En la segunda de las simulaciones de San Javier la potencia producida es de 3227 kW/año, con un factor de rendimiento de esta misma instalación fotovoltaica de 80,5%. Con unas pérdidas del sistema de 0,21 kWh/kWp/día y unas pérdidas producidas por el funcionamiento del generador fotovoltaico de 0,85 kWh/kWp/día.

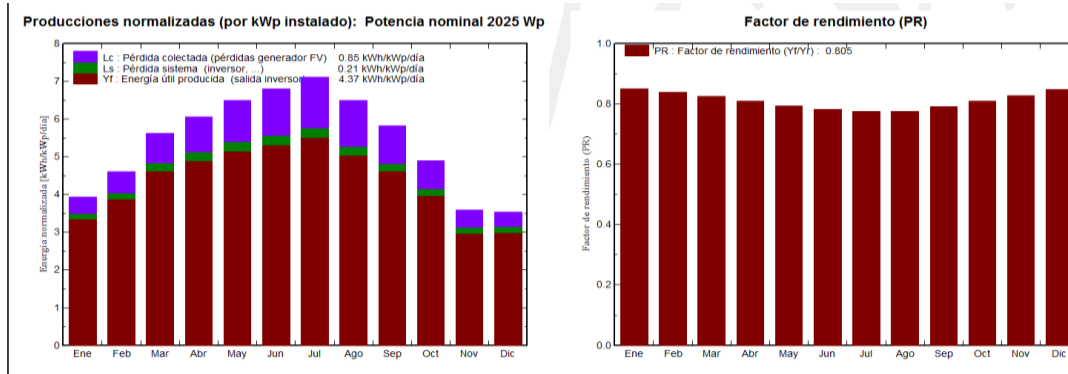


Figura 23. Potencia producida y rendimiento, San Javier 2 kW. Fuente: PV Syst

La potencia generada a la salida del inversor aproximadamente ha disminuido más de 1 kW al año con respecto a la instalación en este mismo emplazamiento de potencia instalada 3,3 kW. Entonces, respecto al caso de Madrid se puede ver que hay una mayor variación de potencia generada entre ambas instalaciones de distintas potencias.

Por otro como se puede observar en la siguiente figura, el rendimiento obtenido sigue siendo un dato muy positivo a pesar de haber bajado un 1,5%.

Tabla 15. Valores obtenidos San Javier 2 kW. Fuente: PVSyst

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	79.6	11.10	122.0	118.3	219.9	210.1	12.05	11.51
Febrero	95.4	12.20	129.1	125.2	229.7	219.6	11.89	11.36
Marzo	145.1	15.10	174.2	169.2	304.1	290.9	11.66	11.16
Abril	168.5	17.70	181.9	176.3	312.0	298.0	11.46	10.94
Mayo	203.1	20.70	201.3	194.5	339.6	323.9	11.27	10.75
Junio	211.0	24.80	203.9	196.8	338.1	322.8	11.08	10.57
Julio	223.9	26.40	220.7	213.4	362.4	346.3	10.97	10.48
Agosto	192.7	26.80	201.5	195.2	330.9	316.2	10.97	10.48
Septiembre	152.6	23.80	175.0	169.8	293.5	280.8	11.21	10.72
Octubre	116.8	19.80	152.0	147.6	261.0	249.5	11.47	10.96
Noviembre	74.9	14.90	107.7	104.4	190.0	180.5	11.78	11.20
Diciembre	69.9	11.80	109.7	106.2	197.6	188.2	12.04	11.47
Año	1733.6	18.80	1979.0	1916.9	3378.9	3226.9	11.41	10.89

Se observa los datos de la leyenda en la tabla 13.

En la tabla de balances y resultados se obtienen que aparece en la figura A1.SJ.8, como se ha dicho anteriormente, los dos datos que más interesan para los próximos cálculos de la realización del trabajo son la energía efectiva a la salida del generador (EArray), siendo la media del año 3378,9 kWh , y la energía reinyectada a la red (E_Grid) que coincide con la energía a la salida del inversor, con una media anual de 3226,9 kWh.

Tabla 16. Pérdidas anuales San Javier 2 kW. Elaboración propia

Irradiación global horizontal	1734 kWh/m ²
Sombras cercanas: pérdida de irradiancia	-0,2 %
Factor IAM en global	-2,9 %
Energía nominal generador	3946 kWh/m ²
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia	-1,5 %
Pérdida FV debido a la temperatura	-9,9 %
Pérdida calidad del módulo	-1,5 %
Pérdida mismatch campo del módulo	-1,0 %
Pérdida óhmica del cableado	-1,1 %
Energía virtual del generador	3379 kWh/m ²
Pérdida del inversor durante el funcionamiento (eficiencia)	-4,5 %
Pérdida del inversor a través de la Pnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de potencia	0,0 %
Pérdida del inversor a través de la Vnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	0,0 %
Energía disponible a la salida del inversor	3227 kWh/m ²

En esta simulación vuelve a producirse una disminución del porcentaje de pérdidas debidas a sombras cercanas a la vivienda del 0,1%, quedando un 0,2%. En generador da más pérdidas que el de 3,3 kV, y sin embargo el nuevo inversor da unas pérdidas menores.

Potencia instalada 1kW

En la última de las simulaciones llevadas a cabo se ha elegido que se instale un sistema de potencia 1 kW, al igual que se ha hecho en Madrid.

Para el modulo fotovoltaico se ha utilizado una única cadena que cuenta con 6 módulos en serie, y cada módulo cuenta con una potencia nominal de 190 Wp. Si se mira la primera página de esta simulación (A1.SJ.9), se detallan las especificaciones y las dimensiones totales del área de generación fotovoltaica.

- Modelo: JKM190M-72
- Fabricante: Jinksolar
- Potencia global generada, Nominal (STC): 1140 Wp
- Potencia nominal unitaria: 190 Wp
- Funcionamiento del generador (50°C), Vmpp: 196 V

Las dimensiones totales del área de generación son:

- Ancho: 808mm x 6módulos= 4,848m
- Largo: 1,58m
- Superficie total de los módulos: 7,7 m²

Seguidamente, dentro del mismo informe, se observan las especificaciones técnicas del inversor escogido para este nuevo caso práctico.

- Modelo: x01-010
- Fabricante: Aero-Sharp
- Tensión de funcionamiento: 150-400 V
- Potencia nominal unitaria: 1,00 kW AC

En esta simulación la potencia producida es de 1786 kW/año, con un factor de rendimiento de la instalación fotovoltaica de 79,2%.

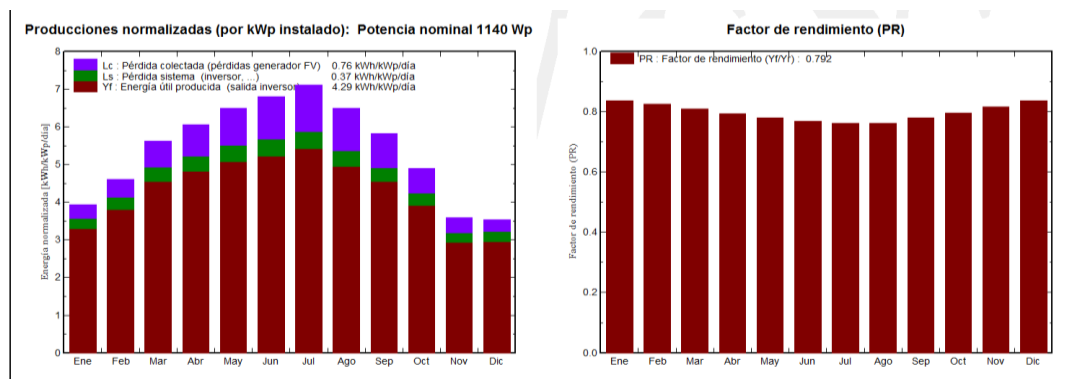


Figura 24. Potencia producida y rendimiento, San Javier 1 kW. Fuente: PV Syst

La potencia generada a la salida del inversor aproximadamente ha disminuido casi 3 kW al año con respecto a la instalación anterior de 3,3 kW. Con respecto a la simulación de la planta con esta misma potencia en Madrid ha aumentado 180 kW/año, no es una cantidad grande pero coincide con que existe un variación positiva de potencia generada al igual que en el resto de potencias con respecto a Madrid.

La disminución de rendimiento sigue siendo prácticamente insignificante con respecto a las otras dos del mismo municipio, y mayor en todos los casos al rendimiento que hay con las tres diferentes potencias instaladas respectivamente del otro emplazamiento escogido para este análisis.

Como se observa en la gráfica de la izquierda la potencia a la salida del inversor, que es la potencia que llega para el uso de la vivienda, en el mes de julio llega a alcanzar los 5 kWh/kWp/día, aparece también la cantidad de las pérdidas del inversor (0,37 kWh/kWp/día) y generador (0,76 kWh/kWp/día).

Tabla 17. Valores obtenidos San Javier 1 kW. Fuente: PVSyst

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	79.6	11.10	122.0	118.3	126.4	116.4	13.52	12.46
Febrero	95.4	12.20	129.1	125.2	131.9	121.7	13.33	12.30
Marzo	145.1	15.10	174.2	169.3	174.3	160.8	13.06	12.05
Abril	168.5	17.70	181.9	176.4	178.9	164.8	12.84	11.83
Mayo	203.1	20.70	201.3	194.6	194.8	179.3	12.63	11.63
Junio	211.0	24.80	203.9	196.9	194.0	178.7	12.42	11.44
Julio	223.9	26.40	220.7	213.5	207.8	191.5	12.29	11.33
Agosto	192.7	26.80	201.5	195.3	189.8	174.9	12.30	11.33
Septiembre	152.6	23.80	175.0	169.9	168.4	155.4	12.56	11.60
Octubre	116.8	19.80	152.0	147.6	149.8	138.2	12.86	11.86
Noviembre	74.9	14.90	107.7	104.4	109.3	100.3	13.25	12.16
Diciembre	69.9	11.80	109.7	106.3	113.7	104.5	13.53	12.44
Año	1733.6	18.80	1979.0	1917.8	1938.9	1786.5	12.79	11.79

Se observa con mayor claridad la leyenda en la tabla 13.

En la tabla de balances y resultados se obtienen los datos de la energía efectiva a la salida del generador (EArray), siendo la media del año 1938,9 kWh , y lo que llama energía reinyectada a la red (E_Grid) que coincide con la energía a la salida del inversor, con una media anual de 1788,5 kWh.

Como se observa en la figura A1.SJ.12 las pérdidas con respecto a los anteriores casos simulados han variado.

Tabla 18. Pérdidas anuales San Javier 1 kW. Elaboración propia

Irradiación global horizontal	1734 kWh/m ²
Sombras cercanas: pérdida de irradiancia	-0,2 %
Factor IAM en global	-2,9 %
Energía nominal generador	2186 kWh/m ²
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia	-0,6 %
Pérdida FV debido a la temperatura	-9,6 %
Pérdida calidad del módulo	+0,8 %
Pérdida mismatch campo del módulo	-1,0 %
Pérdida óhmica del cableado	-1,1 %
Energía virtual del generador	1939 kWh/m ²
Pérdida del inversor durante el funcionamiento (eficiencia)	-7,8 %
Pérdida del inversor a través de la Pnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de potencia	0,0 %
Pérdida del inversor a través de la Vnom del inversor	0,0 %
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	0,0 %
Energía disponible a la salida del inversor	1786 kWh/m ²

Como pérdidas del inversor, sólo existen las que se tienen durante el funcionamiento de este, el resto de pérdidas que aparecen en la tabla son nulas ya que cuando se han hecho las simulaciones y se ha escogido el inversor se ha seleccionado el óptimo para todos estos casos.

4.4 Comparativa generación consumo

Con el programa PVsyst se ha obtenido la energía efectiva a la salida del inversor, después de haber tenido en cuenta las pérdidas que este ocasiona, y con ella las curvas de generación horaria a lo largo de una día, durante todos los días del año. Se ha escogido hacer las comparativas de cada emplazamiento, potencia y estación del año. Esta última es de gran importancia dado que la radiación solar cambia de una manera significativa según la estación del año en la que se encuentre. También lo hace la curva de la potencia demandada por una vivienda, existiendo una mayor demanda en invierno y en verano.

Como se ha indicado anteriormente las curvas de generación obtenidas son para cada uno de los días del año. Para cada estación del año, potencia y ubicación se han escogido siempre los mismos días para así conseguir una comparativa lo más ajustada a la realidad posible. También, se ha tenido en cuenta a la hora de escogerlos la no existencia de picos extraños que en determinados días aparecían, pudiendo haber sido causados por tormentas, nubes persistentes...

- Invierno : 1 de enero
- Primavera: 24 de abril
- Verano: 3 de julio
- Otoño: 12 de octubre

Por otro lado, la curva de consumo tiene siempre dos picos de potencia significativos que en

cualquiera de los casos son a medio día y por la noche el más significativo, independientemente de la época del año en la que se encuentre, aunque sí que existe un pequeño cambio de aproximadamente un hora de diferencia, sobre todo comparando la curva de consumo de verano con la de invierno. También se destaca la disminución de la potencia consumida en los picos de los meses de primavera, esto es debido a un clima mucha más suave durante esta época del año.

Los picos de potencia coinciden con la mayor ocupación de la casa, se puede destacar la utilización masiva de los aparatos del hogar que las personas ponen en funcionamiento manualmente y que tienen un alto consumo energético (lavadora, aire acondicionado, horno...), con lo cual en el momento en el que se encuentran en la vivienda, y suele pasar, que las horas de llegadas de las personas al hogar son las mismas, con lo que las horas de mayor actividad de esta misma en similar en todos los hogares.

A continuación se ve las potencias que se han escogido para las diferentes estaciones del año, siguiendo los picos de consumo respecto a cantidad y horario que se producen en la península ibérica.

Tabla 19. Estimación de potencia consumida en cada estación del año. Elaboración propia

Horas del día (h)	Potencia consumida en invierno (w/h)	Potencia consumida en primavera (w/h)	Potencia consumida en verano (w/h)	Potencia consumida en otoño (w/h)
1:00	400	400	300	400
2:00	300	300	200	300
3:00	200	200	100	100
4:00	200	100	100	200
5:00	200	200	200	200
6:00	200	200	200	200
7:00	400	300	300	400
8:00	400	300	300	400
9:00	500	400	400	500
10:00	800	500	700	600
11:00	900	600	900	700
12:00	1100	700	1000	700
13:00	1200	800	1100	800
14:00	1100	900	1200	1100
15:00	1000	800	1000	900
16:00	800	600	900	800
17:00	700	500	900	700
18:00	600	400	800	700
19:00	800	600	700	800
20:00	1000	600	600	800
21:00	1100	700	600	900
22:00	1400	800	800	1100
23:00	900	1000	1000	1200
24:00	300	700	700	700

Potencia instalada 3,3 kW

Invierno en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 13,51 kW/día. La potencia máxima es de 2247,583 W/día a las dos de la tarde.

Es durante estos meses del año cuando el periodo diario de producción de potencia es el menor, desde las 9:00 hasta las 19:00 horas. Debido a que en la época de invierno hay menos tiempo de radiación solar.

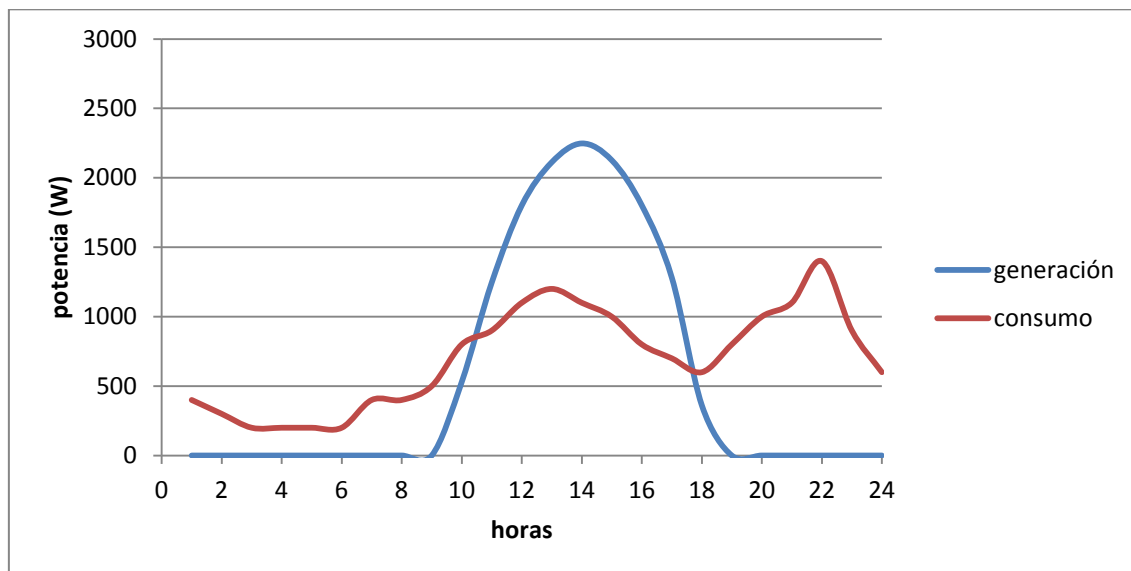


Figura 25. Comparativa de invierno, Madrid 3,3 kW. Elaboración propia

Invierno en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 14,44 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 2292,155 W/día a las dos de la tarde.

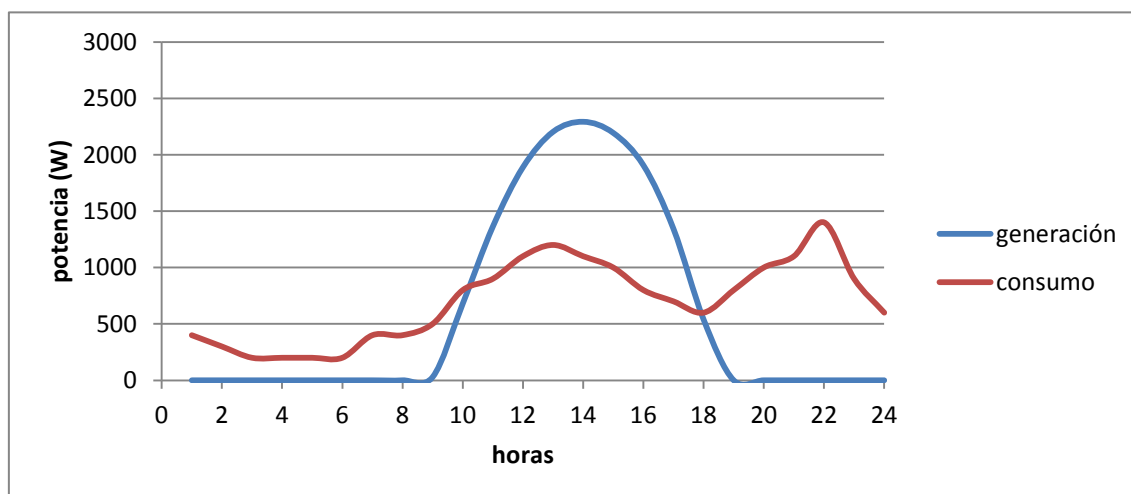


Figura 26. Comparativa de invierno, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

Primavera en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 21,39 kW/día. La potencia

máxima generada por esta instalación es de 2657,745 W/día a las dos de la tarde.

En primavera no sólo se experimenta un aumento en la producción de energía debido a la mayor intensidad de la radiación solar, sino también a causa de un mayor periodo de tiempo de radiación, desde las ocho de la mañana hasta las ocho de la tarde.

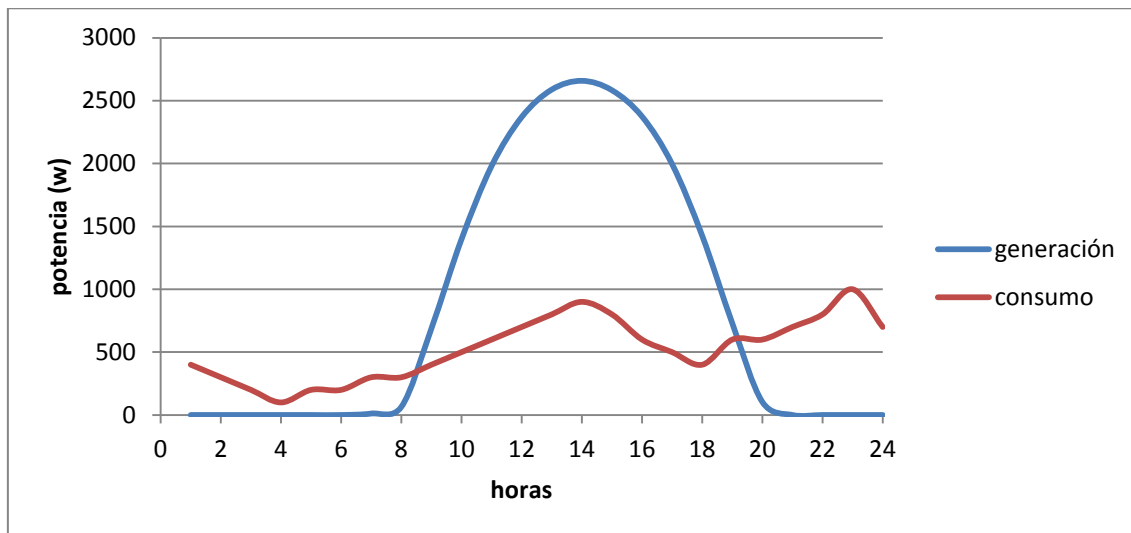


Figura 27. Comparativa de primavera, Madrid 3,3 kW. Elaboración propia

Primavera en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 20,08 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 2517,674 W/día a las dos de la tarde.

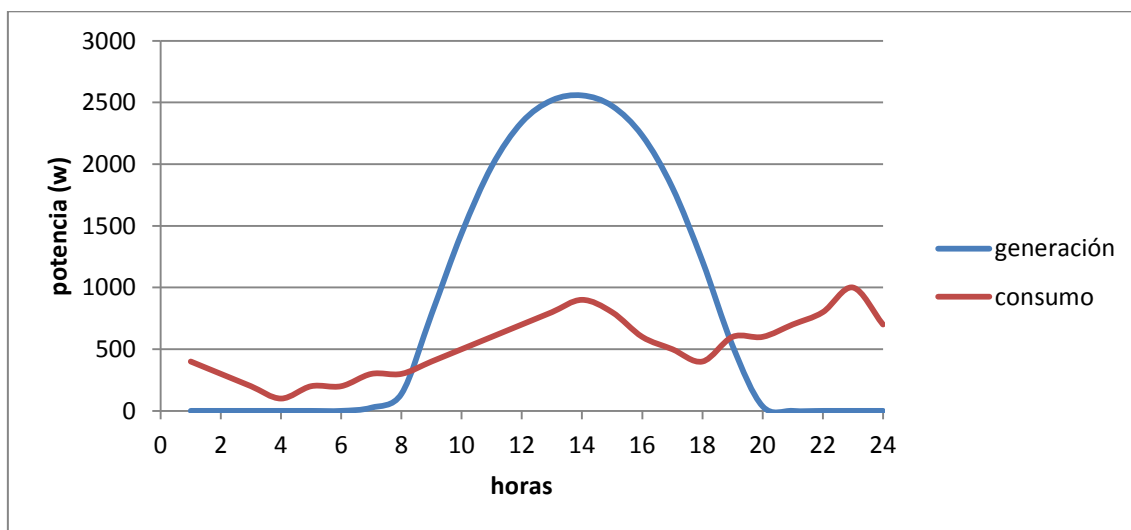


Figura 28. Comparativa de primavera, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

Verano en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 19,55 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 2456,090 W/día a las dos de la tarde.

Es durante los meses de verano cuando existe el mayor número de horas diarias en las que el

sol incide en la superficie de los módulos fotovoltaicos, siendo la primera hora a las ocho de la mañana y terminando trece horas después. A pesar de la existencia de tantas horas de radiación solar en esta temporada, como hemos visto antes la producción en ambas localizaciones es mayor durante los meses de primavera debido a las mejores condiciones meteorológicas.

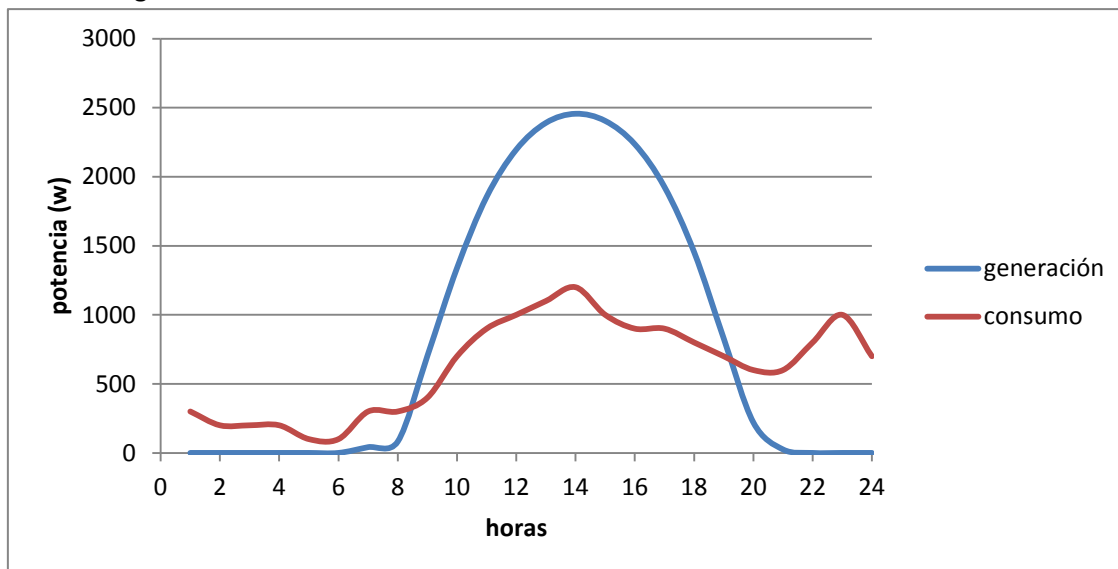


Figura 29. Comparativa de verano, Madrid 3,3 kW. Elaboración propia

Verano en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 19,76 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 2430,126 W/día a las dos de la tarde.

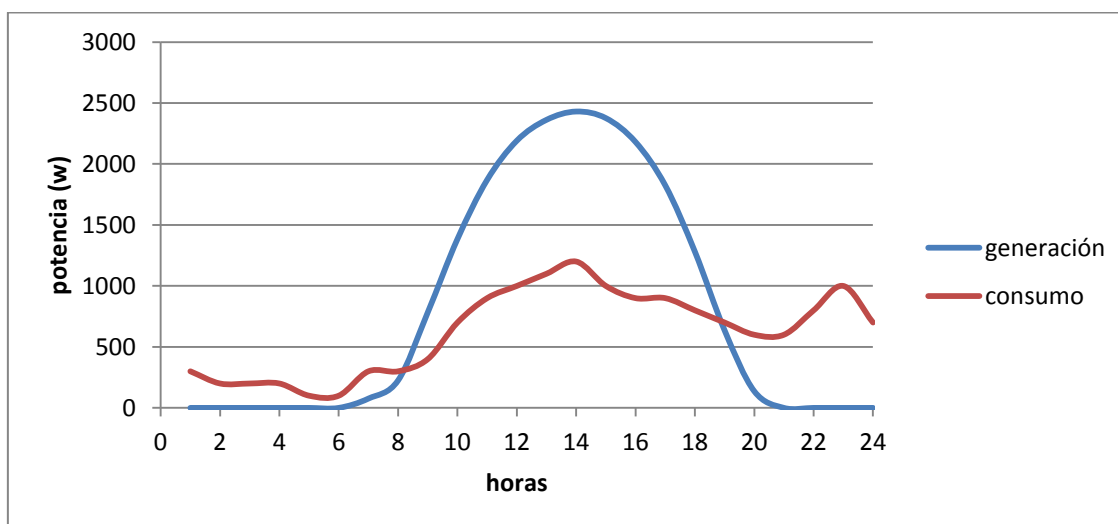


Figura 30. Comparativa de verano, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

Otoño en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 17,93 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 2542,079 W/día a las dos de la tarde.

Las horas de producción de energía procedente de la instalación de autoconsumo vuelven a

ser aproximadamente las mismas que en la temporada de invierno.

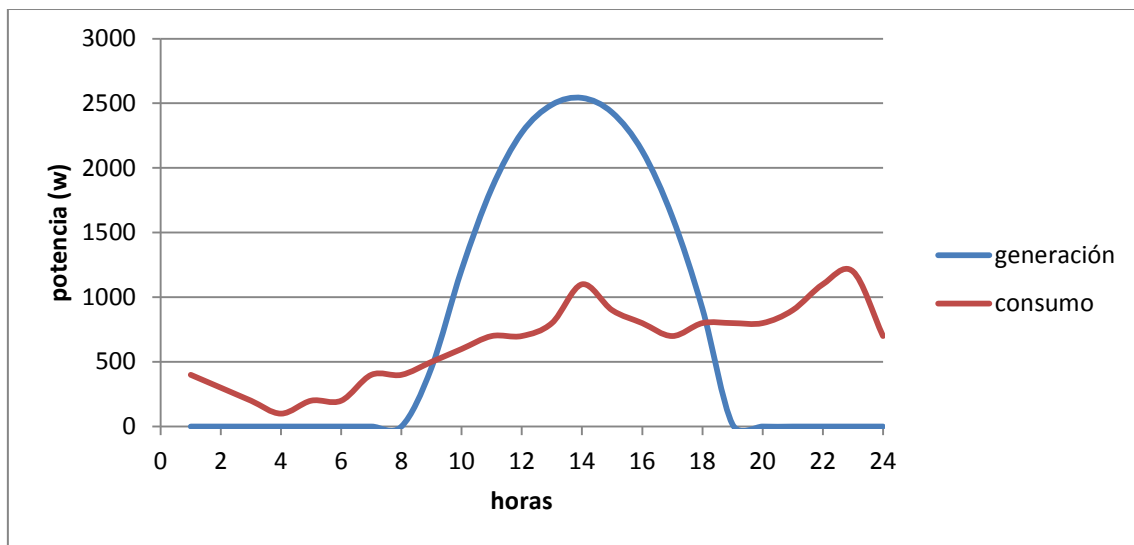


Figura 31. Comparativa de otoño, Madrid 3,3 kW. Elaboración propia

Otoño San Javier, energía disponible a la salida del inversor 18,55 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 2599,107 W/día a la una del mediodía.

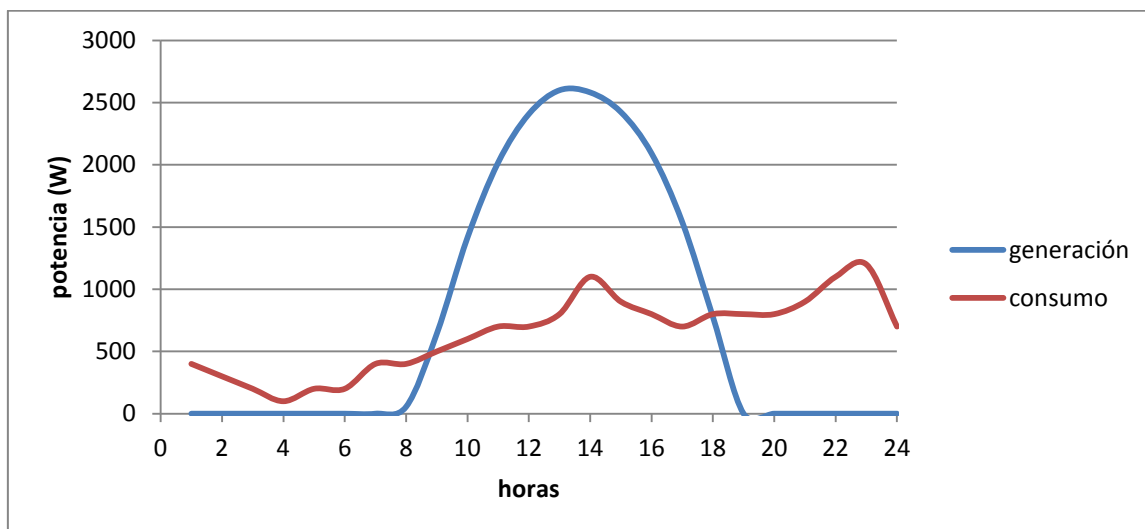


Figura 32. Comparativa de otoño, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

Cabe destacar que observando las gráficas se puede ver perfectamente que se cubre por completo el pico de consumo que se produce a medio día en cualquiera de las estaciones del año sobrando aproximadamente la mitad de la potencia generada por la instalación, como es lógico queda descubierto el pico máximo de por la noche dado que a esa hora ya no hay radiación solar, por lo que el sistema tampoco produce energía para el autoabastecimiento de la vivienda.

Como se observa en el anexo 1, figura A1.M.3 y en la figura A1.SJ.3, es cuando se dispone de una potencia instalada de 3,3 kW cuando los sistemas de autoconsumo de ambas localizaciones generan una mayor potencia media mensual, en concreto la de San Javier.

La potencia total generada a lo largo del día es mayor en San Javier en todos los momentos del año menos en los meses de primavera, en los cuales se genera más energía en Madrid, siendo estos los meses donde menos consumo de potencia se registra dado a que el clima es más suave.

Potencia instalada 2kW

Seguidamente se estudia este mismo tipo de instalación fotovoltaica con una nueva potencia instalada de valor 2 kW. Se pretende saber en qué momentos la producción de energía del sistema de autoconsumo cubre la potencia demandada con esta nueva y más pequeña potencia de la instalación.

Invierno en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 8,492 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 1402,009 W/día a las dos de la tarde.

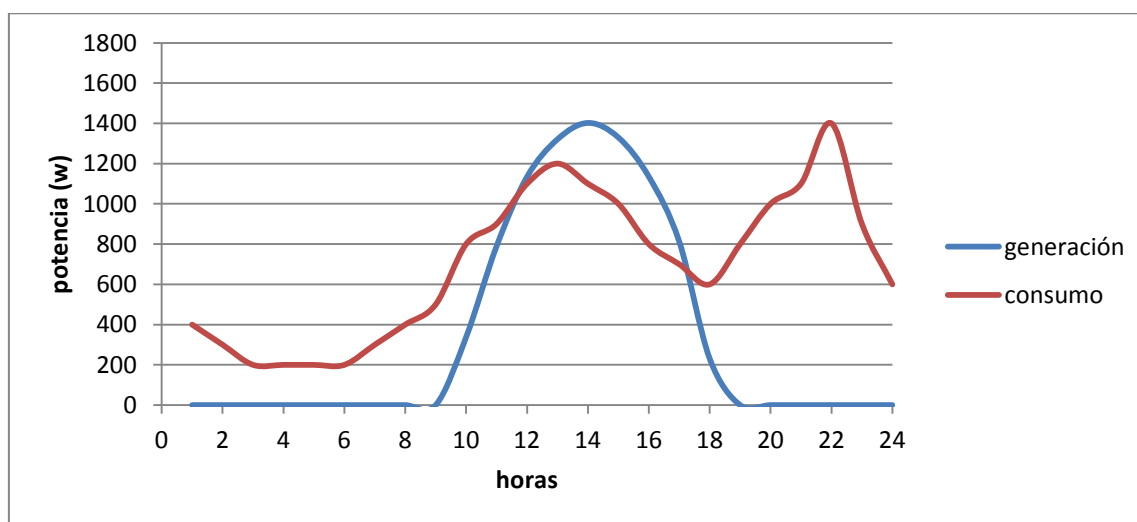


Figura 33. Comparativa de invierno, Madrid 2 kW. Elaboración propia

Invierno en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 8,192 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 1341,911 W/día a la una del mediodía.

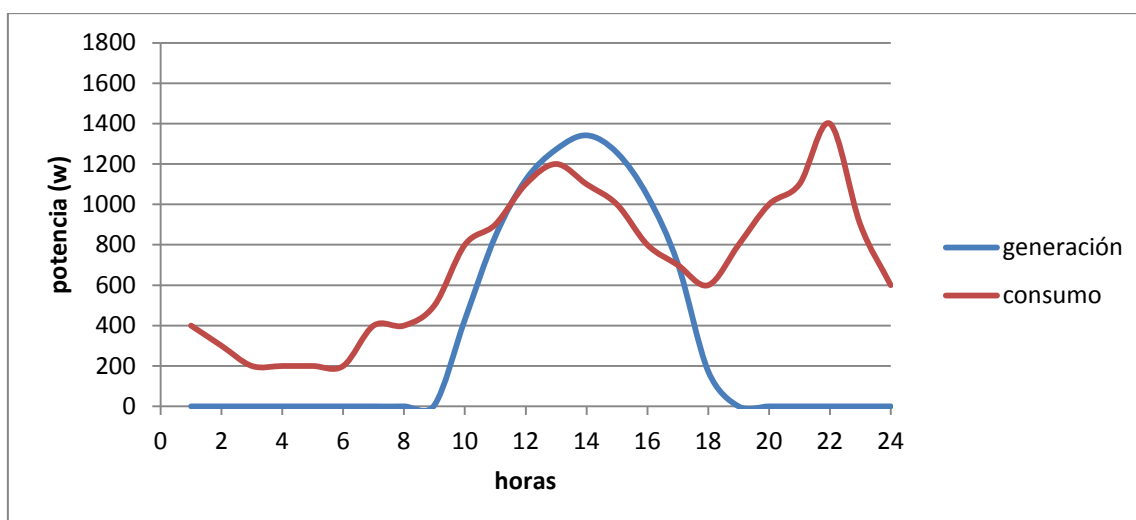


Figura 34. Comparativa de invierno, San Javier 2 kW. Elaboración propia

Primavera en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 13,37 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 1692,491 W/día a las dos de la tarde.

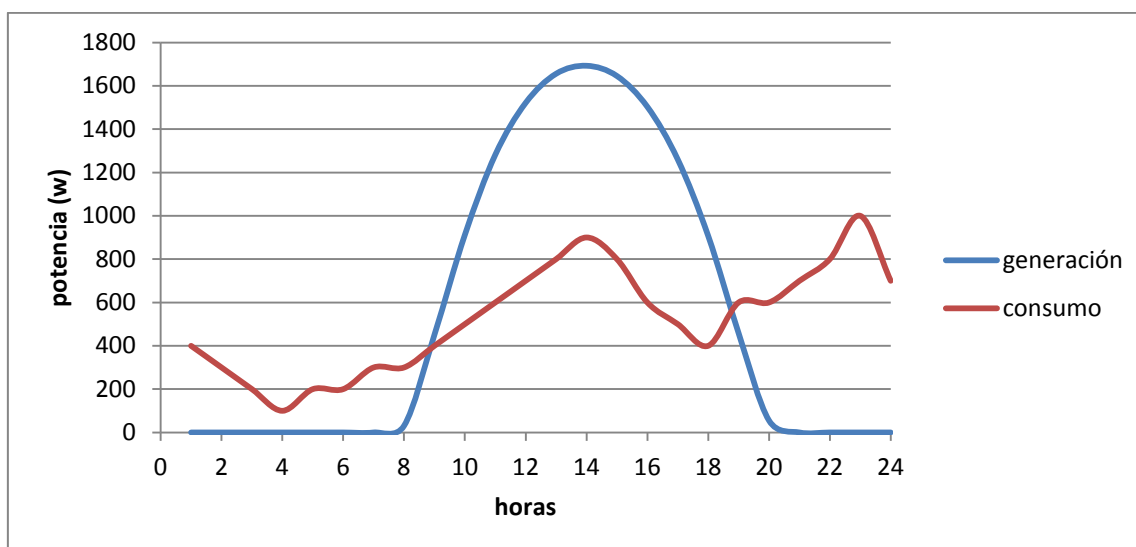


Figura 35. Comparativa de primavera, Madrid 2 kW. Elaboración propia

Primavera en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 12,33 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 1574,295 W/día a las dos de la tarde.

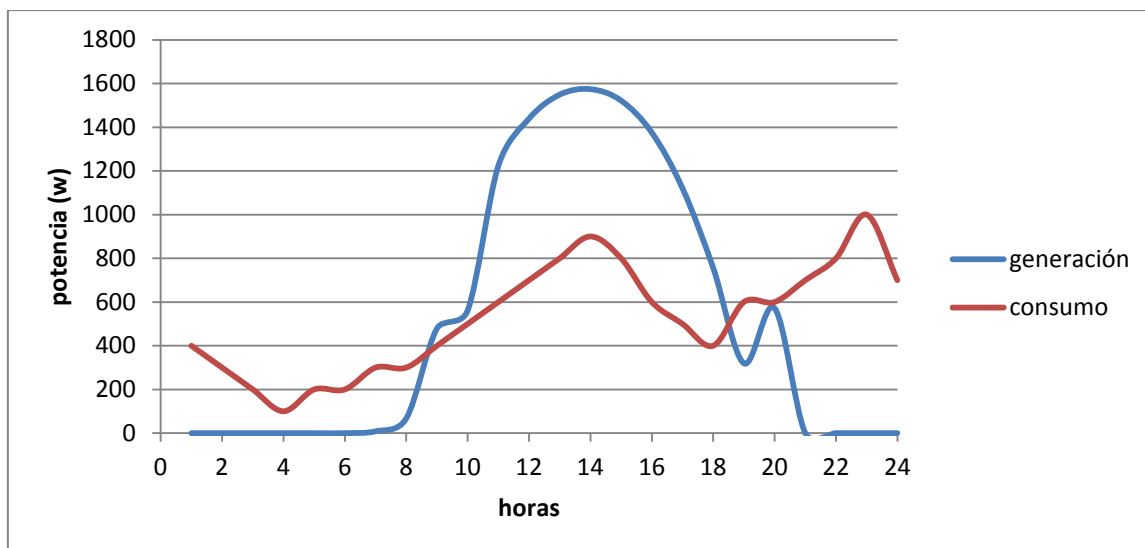


Figura 36. Comparativa de primavera, San Javier 2 kW. Elaboración propia

Se observa en la figura 31 que aproximadamente a las siete de la tarde hay un pequeño pico descendente, esto seguramente haya sido causado por un cambio meteorológico puntual.

Verano en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 12,07 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 1533,762 W/día a las dos de la tarde.

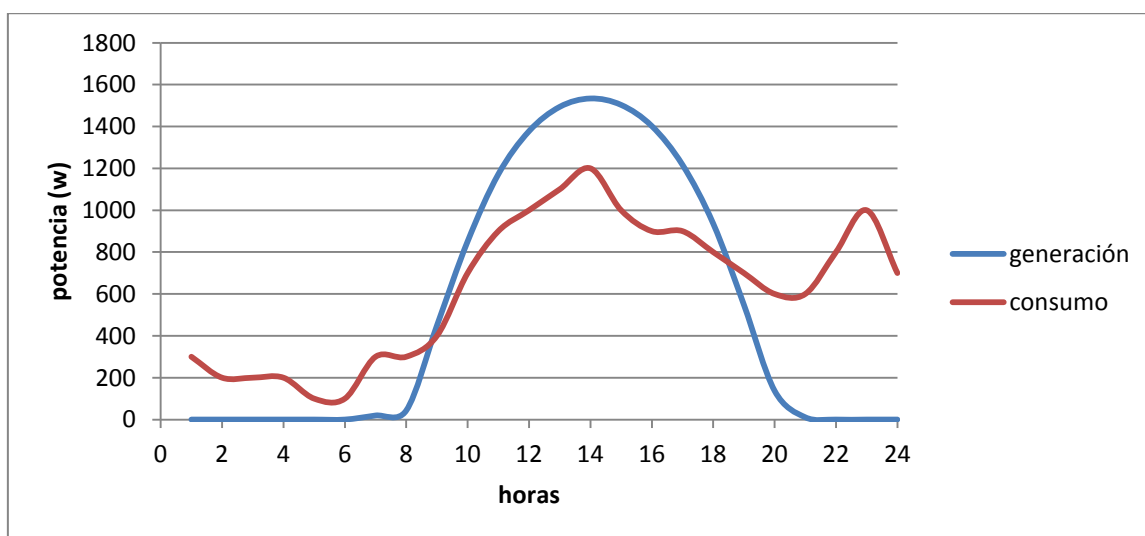


Figura 37. Comparativa de verano, Madrid 2 kW. Elaboración propia

Verano en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 12,17 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 1500,143 W/día a las dos de la tarde.

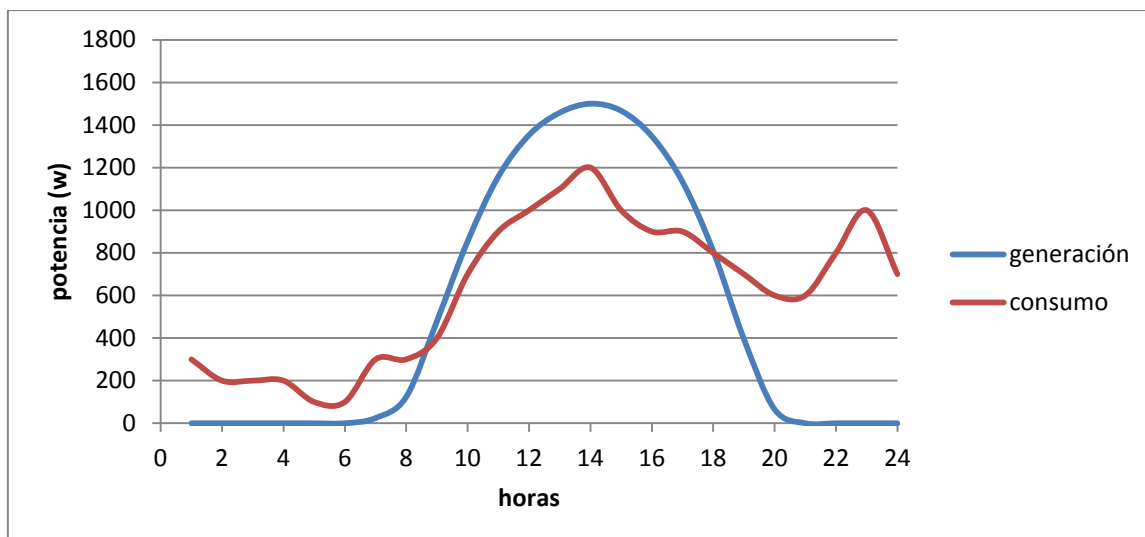


Figura 38. Comparativa de verano, San Javier 2 kW. Elaboración propia

Otoño en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 11,24 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 1581,673 W/día a las dos de la tarde.

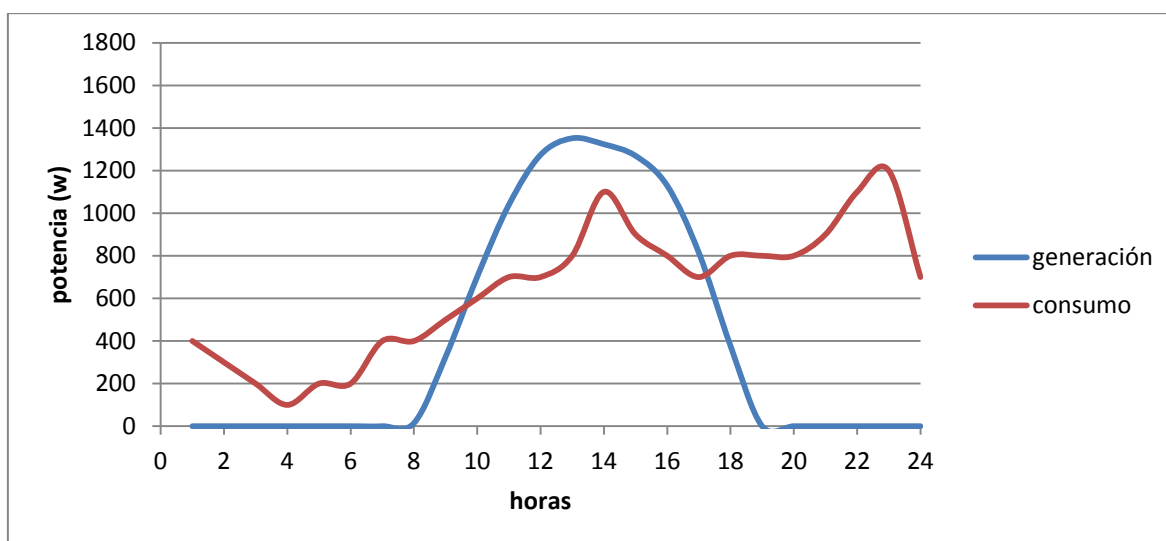


Figura 39. Comparativa de otoño, Madrid 2 kW. Elaboración propia

Otoño en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 9,621 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 1351,682 W/día a la una del mediodía.

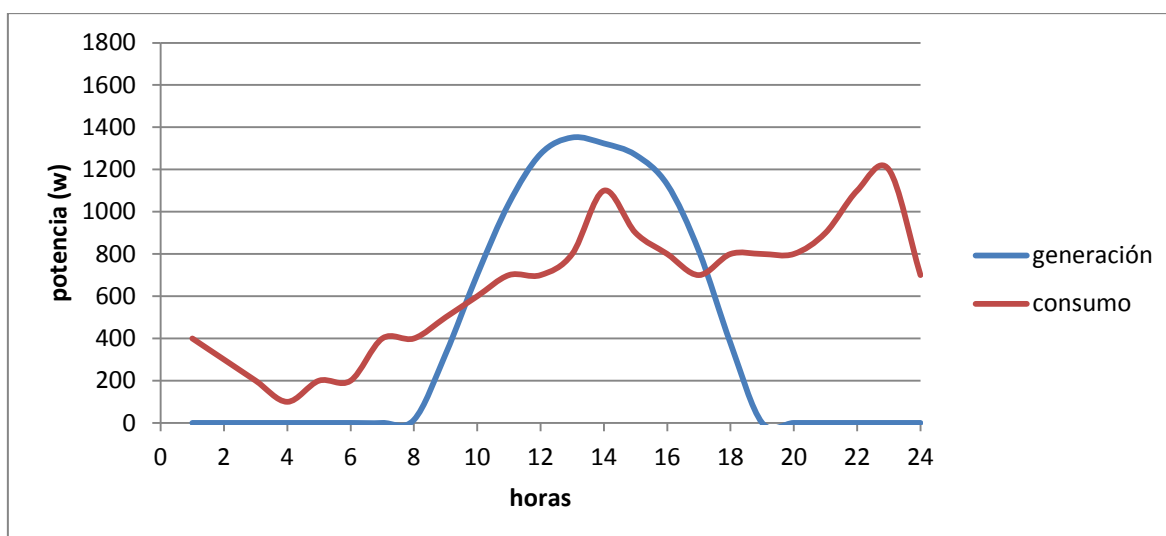


Figura 40. Comparativa de otoño, San Javier 2 kW. Elaboración propia

Con la instalación 2 kW de potencia instalada el excedente de energía generada se reduce considerablemente. En los meses de invierno como máximo este excedente alcanza los 200W en caso de Madrid (figura 28), y en San Javier (figura 29) unos 100W únicamente. En primavera el excedente es considerablemente grande en los dos municipios (figuras 30 y 31), debido a la mejor radiación solar y al menor consumo de energía que se tiene en estos meses, causado sobre todo al clima más suave propio de esta estación. Es en esta misma temporada, más concretamente en Madrid cuando se produce la mayor cantidad de potencia, con un valor de 13,37 kW/día, aunque la generación en San Javier se acerca mucho a este valor. En los meses de verano e invierno también coincide que ambos lugares tienen prácticamente los mismos datos de producción de energía. Como se observa en las figuras 34 y 35, es en la época de otoño cuando hay una diferencia de 1,5 kW/día entre Madrid y San Javier.

Potencia instalada 1kW

En primer lugar se observa que en estos meses la energía producida por este sistema de autoconsumo ya no llega a cubrir por completo ningún punto de la demanda energética.

Invierno en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 4,528 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 745,207 W/día a las dos de la tarde.

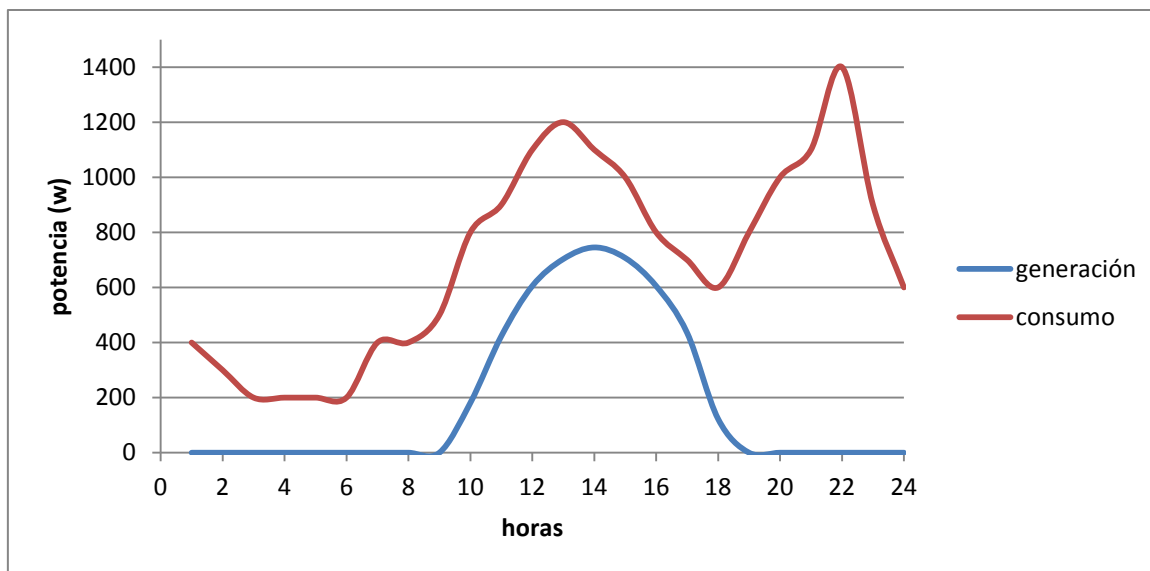


Figura 41. Comparativa de invierno, Madrid 1 kW. Elaboración propia

Invierno en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 4,454 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 729,109 W/día a las dos de la tarde.

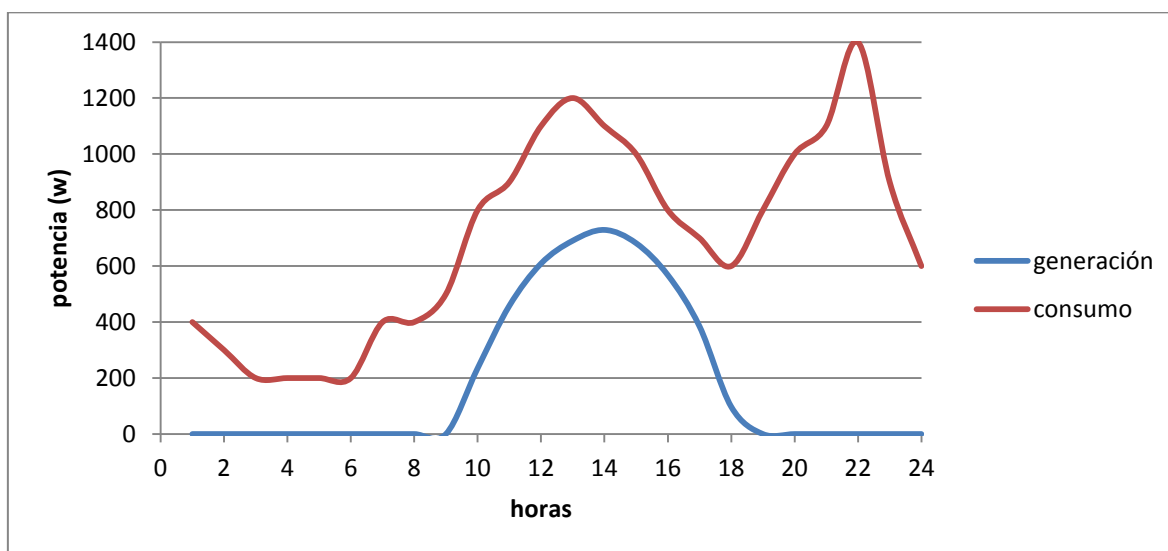


Figura 42. Comparativa de invierno, San Javier 1 kW. Elaboración propia

Primavera en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 7,06 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 888,545 W/día a las dos de la tarde.

En los meses de primavera será la única vez que se obtengan excedentes de energía producida significativos con esta última potencia instalada.

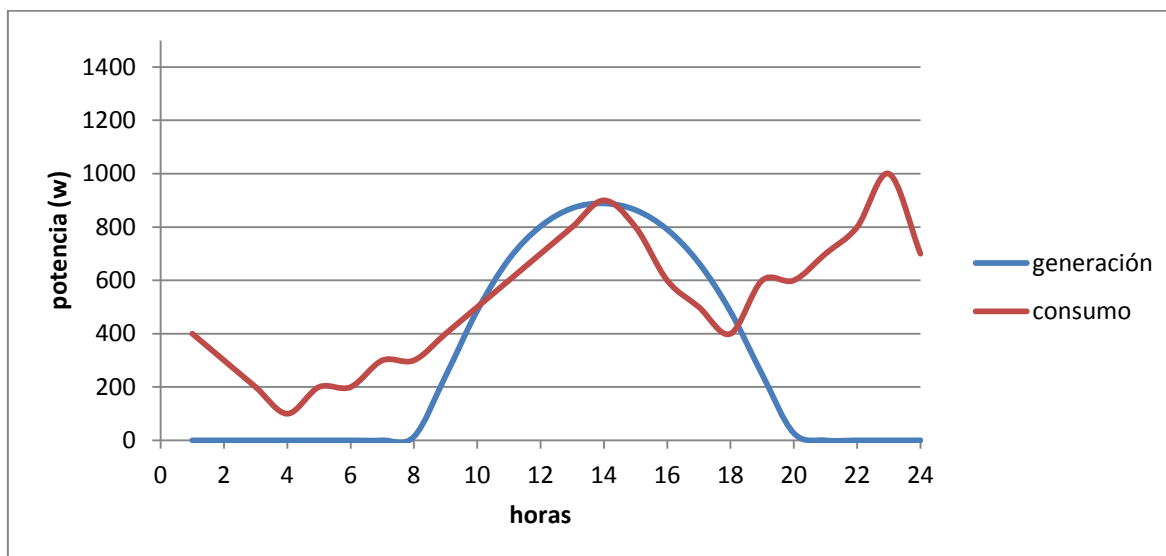


Figura 43. Comparativa de primavera, Madrid 1 kW. Elaboración propia

Primavera en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 6,719 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 858,669 W/día a las dos de la tarde.

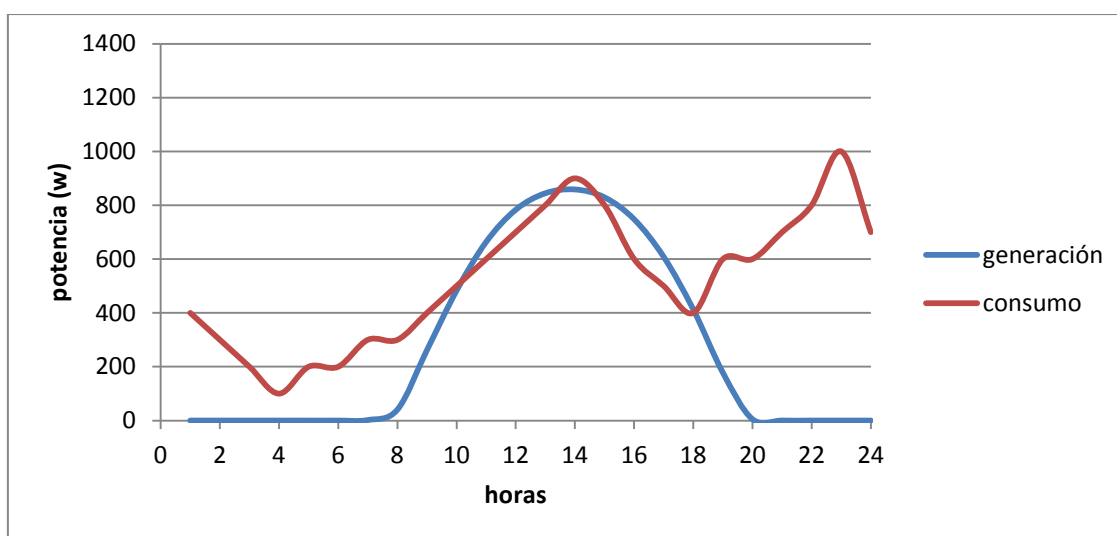


Figura 44. Comparativa de primavera, San Javier 1 kW. Elaboración propia

Verano en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 6,65 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 799,874 W/día a las dos de la tarde.

Es en esta época del año cuando vuelve a darse el hecho de que acaecía en invierno (figuras 36 y 37), la mayor parte de la energía demandada no se cubre.

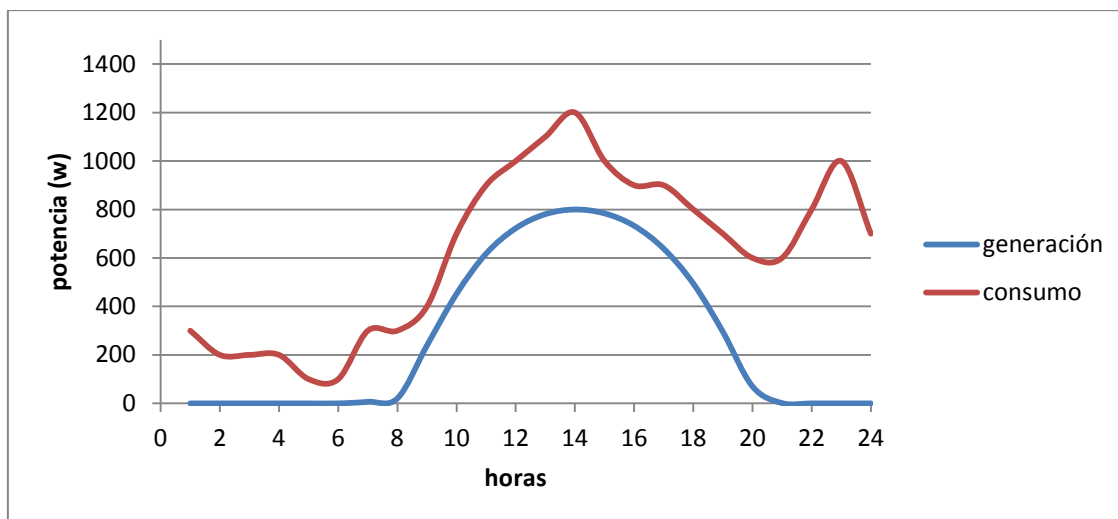


Figura 45. Comparativa de verano, Madrid 1 kW. Elaboración propia

Verano en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 6,636 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 817,452 W/día a las dos de la tarde.

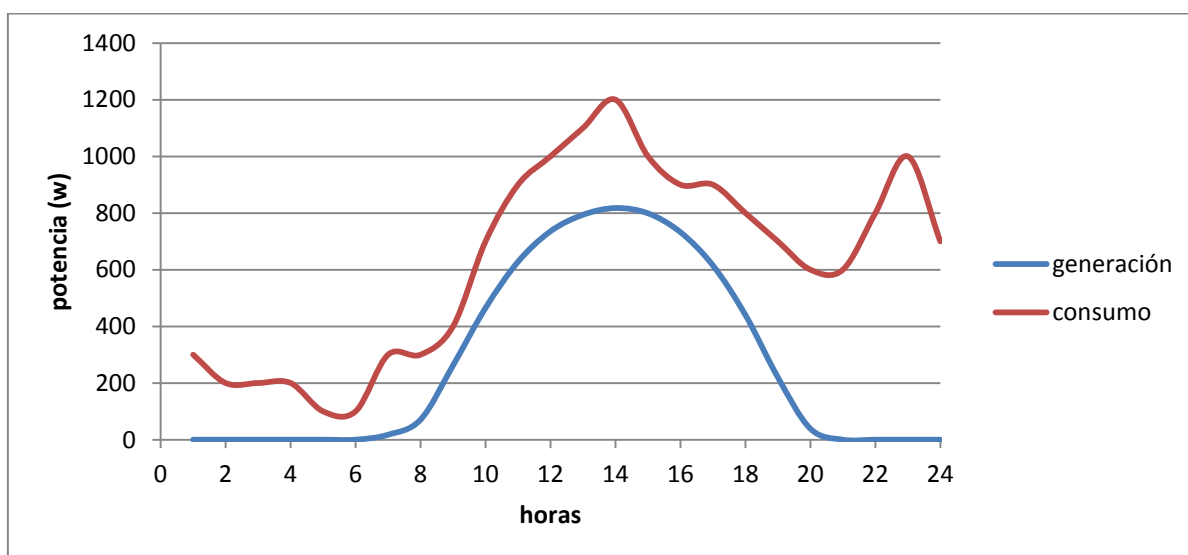


Figura 46. Comparativa de verano, San Javier 1 kW. Elaboración propia

Otoño en Madrid, energía disponible a la salida del inversor 5,938 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 831,431 W/día a las dos de la tarde.

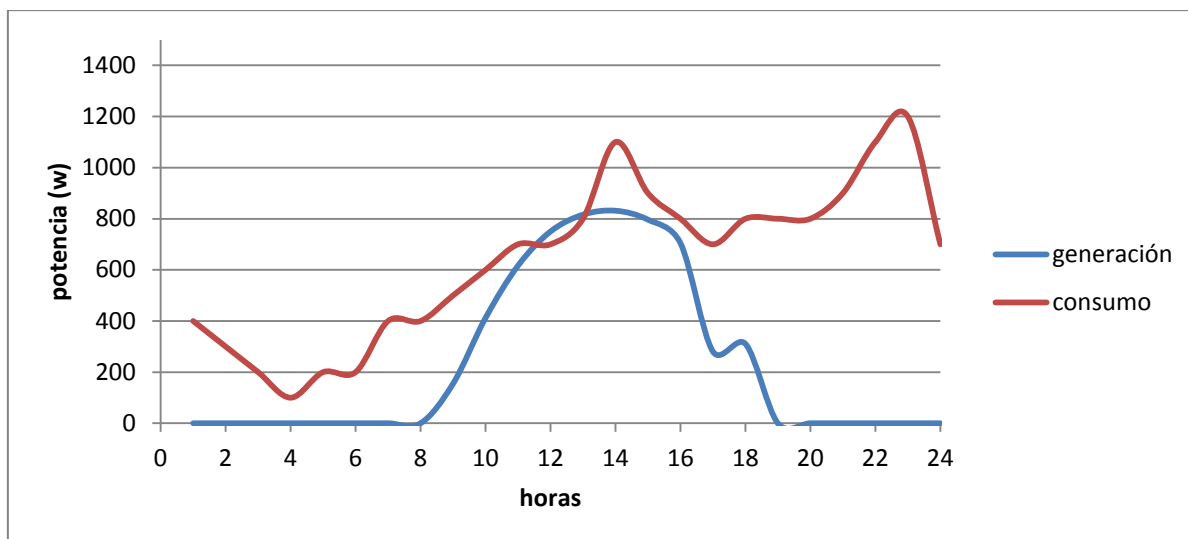


Figura 47. Comparativa de otoño, Madrid 1 kW. Elaboración propia

Otoño en San Javier, energía disponible a la salida del inversor 5,233 kW/día. La potencia máxima generada por esta instalación es de 734,742 W/día a la una de medio día.

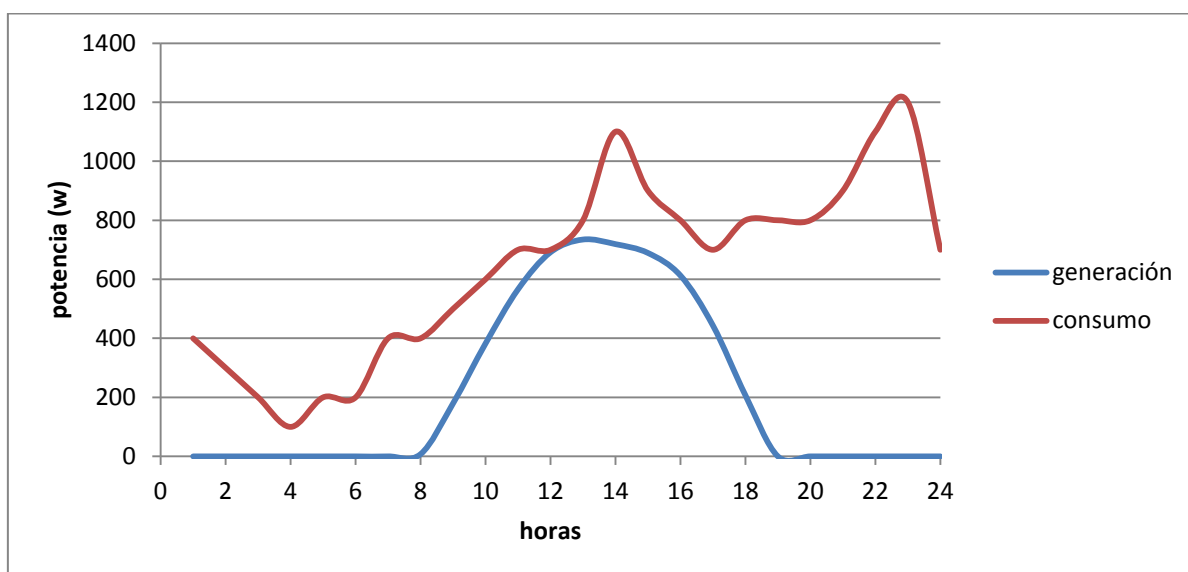


Figura 48. Comparativa de otoño, San Javier 1 kW. Elaboración propia

En las ocho figuras anteriores se observa cómo, tratándose de la misma estación del año, no hay apenas diferencia entre la producción de energía respecto a ambos emplazamientos. Cuando la instalación cuenta con una potencia instalada de 1kW se observa que en invierno y en verano rara vez se cubre el consumo de ese determinado momento del día con la energía generada, quedando por encima la curva de consumo y por debajo la curva de generación en todas las horas diarias. Otoño es la estación en la que la energía que produce la instalación fotovoltaica cubre gran parte de la energía que se va a consumir en las horas centrales del día, aunque no en su totalidad (figuras 42 y 43), en concreto a las doce de mañana es cuando se cubre por completo la demanda de potencia en ambos casos.

En primavera tanto en Madrid (figura 38) de 7,06 kW/día como en San Javier (figura 39) de 6,71 kW/día, la energía generada llega a alcanzar el nivel de energía consumida, quedando cubierto el pico máximo consumo del medio día. Una vez más, vuelve a ser en la temporada de primavera cuando más kilovatios consigue producir el sistema de autoconsumo a lo largo del día.

Con lo que contar con una potencia instalada de 1kW se considera una potencia insuficiente en todos los casos y poco viable para instalar en la vivienda, ya que no abastece en ninguno de los casos la potencia demandada.

4.5 Instalación óptima

Como se ha visto en las figuras anteriores la potencia instalada que cubre la demanda diaria de una vivienda durante más tiempo a lo largo del día en las diferentes épocas del año es la de 3,3 kW, tanto en Madrid como en San Javier.

Respecto a los dos emplazamientos elegidos se puede decir que existe poca diferencia entre ellos, pero este sistema fotovoltaico genera más energía en San Javier como se ha visto en los informes obtenidos de las simulaciones.

Ahora, haciendo referencia a las gráficas comparativas, en San Javier durante la estación de invierno, que es en la más desfavorable, el pico de máxima generación es de 2292,155 W/h con una potencia diaria de 14,44 kW, en esta misma estación pero en Madrid el pico es de 2247,583 W/h siendo la potencia media de una día 13,51 kW.

Lo que interesa es cubrir con plenitud el pico de las horas centrales del día, y con las potencias instaladas de 2kW y 3,3 kW sucede, ya que el segundo pico de máxima potencia es imposible cubrirlo con el autoconsumo instantáneo porque este se da por la noche, cuando no hay irradiación solar. Si en la instalación se cuenta con una potencia instalada de 3,3 kW se obtiene un excedente de energía significativo, la cual se puede destinar a los aparatos de consumo modulares de la vivienda, de este modo en las horas que sea necesario conectarse a red, debido a la escasa o nula producción de energía, el consumo necesario disminuirá considerablemente.

Entonces como conclusión y basándose en los motivos expuestos, se escoge como instalación de autoconsumo instantáneo óptima a la situada en el municipio de San Javier con una potencia instalada de 3,3 kW.

Elementos de la instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo óptima

Paneles fotovoltaicos

- Modelo: JKM 210M-72
- Fabricante: Jinkosolar
- Número de módulos en serie: 16
- Número de módulos en paralelo: 1 cadena
- Potencia nominal (SCT): 3360 Wp
- Tensión máxima (pp): 532 V

Superficie total de los módulos: 20,4 m²

Inversor

- Modelo: PVS300-TL-3300W-2
- Fabricante: ABB
- Tensión funcional: 335-800 V
- Potencia nominal: 3,30 kW AC

Gestor energético

- Modelo: CDP-0
- Fabricante: CIRCUITOR
- Funciones: control dinámico de potencia y regulación de cargas

Sería válido cualquiera de esta misma marca y de Green Power.

4.6 Aumento de eficiencia

Para aumentar la eficiencia se necesita disminuir lo máximo posible el consumo durante el tiempo en el que la potencia consumida sobre pasa a la potencia generada, y en especial, el pico de potencia demandada de entre las 22:00 y 24:00 que existe durante todo el año, pudiendo ser el pico de más horas dependiendo de la estación del año.

El pico nocturno es causado por la utilización de aparatos de consumo puntual en esas horas (lavadora, lava vajillas...). Muchos de estos aparatos no son totalmente necesarios ponerlos en funcionamiento en ese momento, pero coincide en que son las horas de máxima actividad de los ocupantes de las viviendas. Este pico también podría reducirse contando con aparatos ahorro de energía, los cuales se pueden poner a cargar en las horas del día en las que existe un excedente de energía producida.

Los siguientes aparatos de consumo puntual son elementos que podrían utilizarse en cualquier momento del día y con los que se cuenta a continuación para desperdiciar la mínima cantidad posible de energía generada de más en las horas de máxima producción de energía [28] [29] [30] [31]:

Tabla 20. Aparatos de consumo puntual. Elaboración propia

APARATOS DE CONSUMO PUNTUAL	CONSUMO ENERGÉTICO (W/h)	TIEMPO DE OPERACIÓN (h)
Termo eléctrico Capacidad: 150l Fabricante: Junkers	400 W/h	4 h
Lavadora Capacidad: 6kg Fabricante: Balay	650 W/h	2 h
Lava vajillas (65cm) Fabricante: Balay	930 W/h	2 h
Acumulador de calor Fabricante: Elnur	100 W/h	8 h
Aire acondicionado Inverter A+++ Fabricante: LG	760 W/h	1h

Se ha decidido reducir únicamente un 35% (pudiéndose tomar un porcentaje mayor, se ha elegido uno reducido para ser este un caso desfavorable) la potencia consumida en la hora de pico y próximas al pico nocturno porque durante estas se da mucho uso a estos electrodomésticos de cocina, son para un momento concreto [29] [36].

Tabla 21. Electrodomésticos de gran potencia consumida. Elaboración propia

Electrodoméstico	Consumo (kW/h)
Horno	0,71
Microondas	0,9
Placas vitro cerámica	1,0 (1*)

Con lo cual, se ha estimado que la reducción de potencia consumida causada por los aparatos de se han nombrado como de consumo puntual (tabla 20) es de un 35%. Se ha decidido añadir en la tabla 21 placas vitro cerámicas [36] aunque para este sistema no sería la mejor opción contar con ellas ya que su uso limitaría mucho la utilización en ese mismo instante de muchos otros electrodomésticos y elementos del hogar.

Modo ahorro en los meses de invierno

A continuación se tienen en cuenta los elementos de la tabla anterior para disminuir la potencia que se obtiene de la red en los momentos de no generación del caso de la simulación escogida, instalación en San Javier de 3,3 kW. Se deben examinar los meses de invierno debido a que es el caso más desfavorable de los cuatro estudiados en esta simulación.

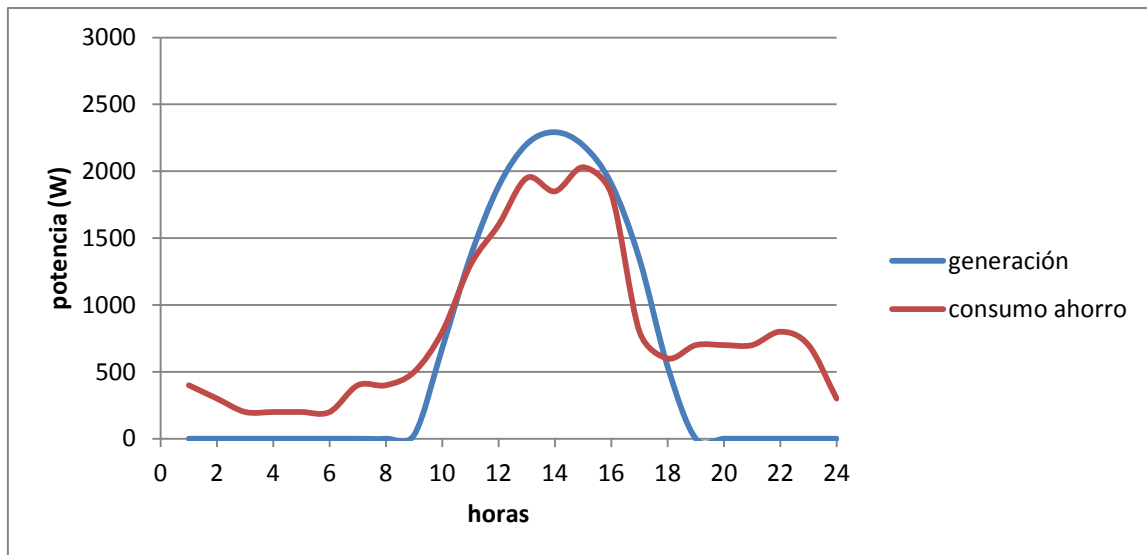


Figura 49. Comparativa eficiencia de invierno, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

Para la realización de la anterior gráfica se ha variado el valor del consumo en función de los aparatos de ahorro escogidos. Lo que se ha hecho es que en las horas de exceso de energía se han intentado cuadrar el funcionamiento de estos [28] [29] [30].

Tabla 22. Resultados de potencia en invierno. Elaboración propia

Horas (h)	P generada (W/h)	P consumida _c + P ahorro (W/h)	P total (W/h)	Excedente (W/h)
1:00	0	400	400	-400
2:00	0	300	300	-300
3:00	0	200	200	-200
4:00	0	200	200	-200
5:00	0	200	200	-200
6:00	0	200	200	-200
7:00	0	400	400	-400
8:00	0	400	400	-400
9:00	28,6727	500	500	-471,3273
10:00	679,6964	800	800	-120,3036
11:00	1362,8533	900+400	1300	62,8533
12:00	1889,4786	1100+400+100	1600	289,4786
13:00	2203,5305	1200+650+100	1950	253,5305
14:00	2292,1553	1100+650+100	1850	442,1553
15:00	2193,1938	1000+930+100	2030	163,1938
16:00	1906,4216	800+930+100	1830	76,4216
17:00	1342,4498	700+100	800	542,4498
18:00	538,7147	600	600	-61,2853
19:00	0	700	700	-700
20:00	0	1000-(0,35x1000)	650	-650
21:00	0	1100-(0,35x1100)	715	-715
22:00	0	1400-(0,35x1400)	910	-910
23:00	0	900-(0,35x900)	585	-585
0:00	0	300	300	-300

P generada: potencia obtenida a la salida del inversor (W/h)

P consumida_c: potencia utilizada anteriormente en las gráficas como la potencia media consumida en una vivienda (W/h)

P ahorro: potencia necesaria para los elementos de ahorro que se le suma a la potencia consumida, o la potencia que deja de necesitarse en el pico de por la noche que se le resta a la consumida (W/h)

Excedente: P generada - (P consumida_c + P ahorro) (W/h)

Con un gestor energético se programa la puesta en marcha de cada uno de los aparatos que contamos en la tabla, con el comienzo del excedente de energía producida se pone en marcha en primer lugar el termo eléctrico que estará cargando desde las 11:00 que es cuando se produce el primer exceso de energía, hasta las 13:00 horas, es la mitad de tiempo que necesita para cargar un termo eléctrico de 150l, con lo que, a lo largo del día, se calientan únicamente 75l. El acumulador de calor entra en funcionamiento a las 12:00 y se mantiene activo hasta las 18:00 horas, momento del último exceso de energía. La puesta en marcha de la lavadora se programa para un intervalo de tiempo de entre las 13:00 y las 15:00 horas. El lava vajillas comienza a funcionar al finalizar la lavadora hasta las 17:00 horas.

Por un lado, sobre el lava vajillas y la lavadora debe decirse que debido a que empiezan a funcionar a una hora determinada deben dejarse cargados para su utilización. Esto debe suceder todos los días.

Por otro lado, se cuenta con el acumulador de calor que está cargando durante 6 horas diarias se garantiza casi al completo que el resto del día esté caliente, entonces si en lugar de estar funcionando 8 horas está algo menos lo único que ocurre es que el tiempo que está aportando calor a la vivienda es menor.

En tercer lugar acerca del termo eléctrico se puede decir prácticamente lo mismo, si en lugar de estar 4 horas cargando está menos, la cantidad de litros de agua caliente disponible es menor.

En la tabla también se observa la existencia de un excedente de potencia por hora negativo, esto quiere decir que esa energía es proporcionada a partir de la red.

Por último, se estima una reducción de potencia generada en el pico de por la noche debido a que muchos de los aparatos que generan este pico (los cinco aparatos de la tabla) se han puesto ya a lo largo del día. La estimación es que la potencia consumida en esas horas en las que se va formando y se llega al pico se reduce un 35% de su valor real. Esta reducción se ha decidido mantener constante para todas las demás demostraciones.

Modo ahorro en los meses de primavera

En la temporada de primavera se sigue utilizando como manera de ahorro los aparatos usados para la estación de invierno, es decir, el termo eléctrico, la lavadora, el lava vajillas y el acumulador de calor.

En los meses de primavera próximos al verano se puede prescindir del uso del acumulador de calor, no se ha querido incluir el aire acondicionado dado que rara vez se usa durante estos meses del año.

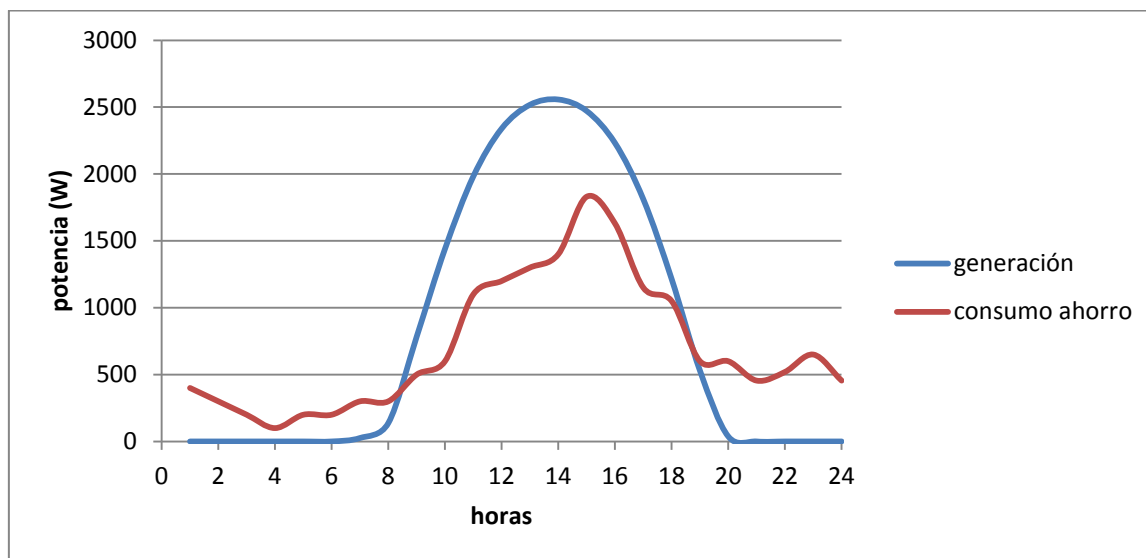


Figura 50. Comparativa eficiencia de primavera, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

En la gráfica se observa como la curva de consumo se ha aproximado más a la curva de la potencia generada gracias a la puesta en funcionamiento de los aparatos de ahorro escogidos [28] [29] [30]. También se ve como, por los mismos motivos, en la curva de consumo el pico de las horas de noche ha disminuido coincidiendo con el intervalo de 21:00 a 24:00 horas.

Tabla 23. Resultados de potencia en primavera. Elaboración propia

Horas (h)	P generada (W/h)	P consumida + P ahorro (W/h)	P total (W/h)	Excedente (W/h)
1:00	0	400	400	-400
2:00	0	300	300	-300
3:00	0	200	200	-200
4:00	0	100	100	-100
5:00	0	200	200	-200
6:00	0	200	200	-200
7:00	26,0079	300	300	-273,9921
8:00	137,8678	300	300	-162,1322
9:00	783,2367	400+100	500	283,2367
10:00	1440,0873	500+100	600	840,0873
11:00	1982,2511	600+100+400	1100	882,2511
12:00	2339,6636	700+100+400	1200	1139,6636
13:00	2517,6738	800+100+400	1300	1217,6738
14:00	2556,99	900+100+400	1400	1156,99
15:00	2471,3989	800+100+930	1830	641,3989
16:00	2231,5874	600+100+930	1630	601,5874
17:00	1811,069	500+650	1150	661,069
18:00	1214,4974	400+650	1050	164,4974
19:00	529,0729	600	600	-70,9271
20:00	37,2286	600	600	-562,7714
21:00	0	700-(0,35x700)	455	-455
22:00	0	800-(0,35x800)	520	-520
23:00	0	1000-(0,35x1000)	650	-650
0:00	0	700-(0,35x700)	455	-455

En la tabla se ve que hay excedente de potencia generada desde las 9:00 hasta las 19:00 horas. También, se observa la existencia de grandes excedentes en las 12:00, 13:00 y 14:00 horas, a pesar de haber sido incluidos los elementos elegidos para el ahorro. Se podría considerar la opción de poner más aparatos como los que aparecen en la tabla, sobre todo en las horas centrales del día, debido a que en estas mismas el excedente de energía supera los 1000 W.

El acumulador de calor estará cargándose las ocho horas necesarias para su máximo rendimiento, comienza a cargarse a las nueve de la mañana. El termo eléctrico empieza a calentar el agua a las 11:00 horas y termina de calentar los 150 litros a las 15:00. A partir de las tres de la tarde entra en funcionamiento la lava vajillas y una vez finalizadas sus dos horas de consumo comienza a trabajar la lavadora que termina a las siete de la tarde.

Modo ahorro en los meses de verano

En la estación de verano se ha sustituido el acumulador de calor por un aparato de aire acondicionado. Se produce entonces un consumo puntual mayor, dado que el aire acondicionado consume bastante más potencia que el acumulador de calor del cual se ha prescindido en estos meses. Por otro lado, se sigue contando con el lava vajillas, el termo eléctrico y la lavadora.

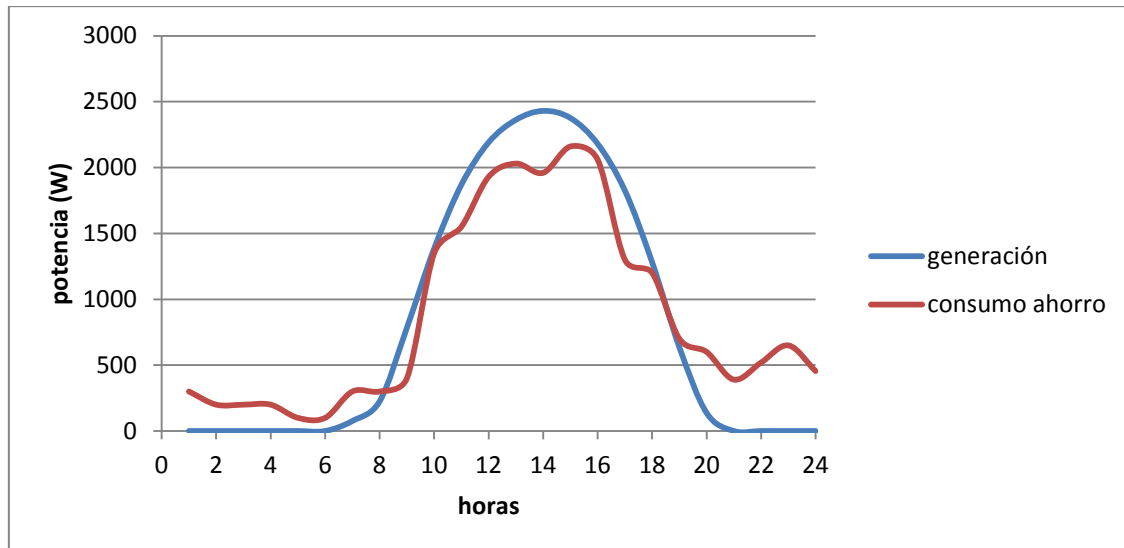


Figura 51. Comparativa eficiencia de verano, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica anterior, en este caso la nueva curva de consumo se ha acercado mucho a la curva de la potencia generada por la instalación fotovoltaica, quedándose a poca distancia una de otra en el pico de máxima potencia del medio día. El motivo es el uso del nuevo aparato de ahorro que consume más potencia y de manera más puntual [31].

El pico que cubre las horas nocturnas se ha reducido de 21:00 a 24:00 horas.

Tabla 24. Resultados de potencia en verano. Elaboración propia

Horas (h)	P generada (W/h)	P consumida + P ahorro (W/h)	P total (W/h)	Excedente (W/h)
1:00	0	300	300	-300
2:00	0	200	200	-200
3:00	0	200	200	-200
4:00	0	200	200	-200
5:00	0	100	100	-100
6:00	0	100	100	-100
7:00	76,4144	300	300	-223,5856
8:00	225,5029	300	300	-74,4971
9:00	784,15	400	400	384,15
10:00	1384,8098	700+650	1350	34,8098
11:00	1869,7389	900+650	1550	319,7389
12:00	2191,1838	1000+930	1930	261,1838
13:00	2362,1921	1100+930	2030	332,1921
14:00	2430,1257	1200+760	1960	470,1257
15:00	2376,1528	1000+760+400	2160	216,1528
16:00	2180,3545	900+760+400	2060	120,3545
17:00	1825,1167	900+400	1300	525,1167
18:00	1280,7783	800+400	1200	80,7783
19:00	635,6703	700	700	-64,3297
20:00	136,8674	600	600	-463,1326
21:00	0	600-(0,35x600)	390	-390
22:00	0	800-(0,35x800)	520	-520
23:00	0	1000-(0,35x1000)	650	-650
0:00	0	700-(0,35x700)	455	-455

En esta tabla el excedente de potencia a lo largo del día es bastante menos significativo que en primavera, habiendo una variación de potencia positiva desde las nueve de la mañana hasta las siete de la tarde, de esta ahora en adelante se tendrá que obtener la energía a partir de la red.

Como se ha indicado antes, en este caso no se cuenta con el acumulador de calor sino con un aparato de aire acondicionado [28] [29] [31]. A las diez de la mañana empieza a consumir potencia la lavadora, una vez acabada esta su función comienza el lava vajillas que termina a las dos de medio día. A las 14:00 horas se enciende automáticamente el aire acondicionado que estará dando servicio durante las tres próximas horas. A las tres de la tarde el termo eléctrico empieza a calentar el agua hasta que calienta el total de su capacidad, y está en funcionamiento durante dos horas de manera simultánea con el aire acondicionado.

Modo ahorro en los meses de otoño

En la época de otoño se vuelven a usar los cuatro aparatos para el ahorro de potencia utilizados en las estaciones de invierno y primavera.

Seguramente, en los primeros treinta días del otoño, se pueda prescindir del uso del acumulador de calor, quedando un excedente de potencia generada aún mayor.

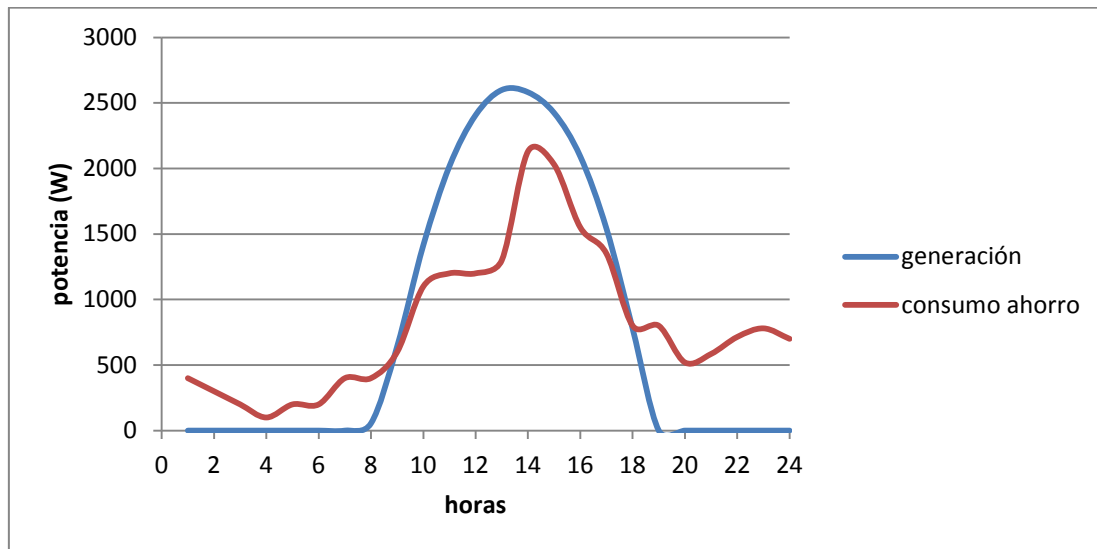


Figura 52. Comparativa eficiencia de otoño, San Javier 3,3 kW. Elaboración propia

Nos encontramos con una gráfica con similitudes muy significativas con respecto a la de primavera, coincidiendo con una potencia a la salida del inversor muy alta y un consumo más reducido. Las horas pico de por la noche en las que se ha reducido el consumo son las ocho, las nueve, las diez y las once.

Tabla 25. Resultados de potencia en otoño. Elaboración propia

Horas (h)	P generada (W/h)	P consumida + P ahorro (W/h)	P total (W/h)	Excedente (W/h)
1:00	0	400	400	-400
2:00	0	300	300	-300
3:00	0	200	200	-200
4:00	0	100	100	-100
5:00	0	200	200	-200
6:00	0	200	200	-200
7:00	0	400	400	-400
8:00	55,5927	400	400	-344,4073
9:00	642,4398	500+100	600	42,4398
10:00	1414,6709	600+100+400	1100	314,6709
11:00	2017,9218	700+100+400	1200	817,9218
12:00	2407,4753	700+100+400	1200	1207,4753
13:00	2599,1062	800+100+400	1300	1299,1062
14:00	2581,5789	1100+100+930	2130	451,5789
15:00	2423,6543	900+100+930	2030	393,6543
16:00	2091,5359	800+100+650	1550	541,5359
17:00	1540,4175	700+650	1350	190,4175
18:00	777,5792	800	800	-22,4208
19:00	0	800	520	-520
20:00	0	800-(0,35x800)	520	-520
21:00	0	900-(0,35x900)	585	-585
22:00	0	1100-(0,35x1100)	715	-715
23:00	0	1200-(0,35x1200)	780	-780
0:00	0	700	700	-700

Se observa en la tabla 24 dos grandes excedentes de potencia generada a las doce y la una de medio día superando en ambos casos los 1000 W de potencia. Pero, la variación de potencia positiva, aunque en algunos casos sea insignificante, va desde las nueve de la mañana hasta las seis de la tarde.

El acumulador de calor empieza a cargarse durante las ocho horas necesarias a las nueve de la mañana. A las diez de la mañana el termo eléctrico empieza a calentar el agua hasta que lo hace por completo. A las 14:00 horas el lava vajillas se pone en funcionamiento y cuando este, después de dos horas termina, lo hace la lavadora [28] [29] [30].

Como se observa en las gráficas anteriores (figuras 49, 50, 51 y 52) en los cuatro casos estudiados existiría excedencia de potencia generada por la instalación. Entonces el gestor energético regula la potencia generada para que se ajuste a la demandada para que este excedente no sea vertido a la red.

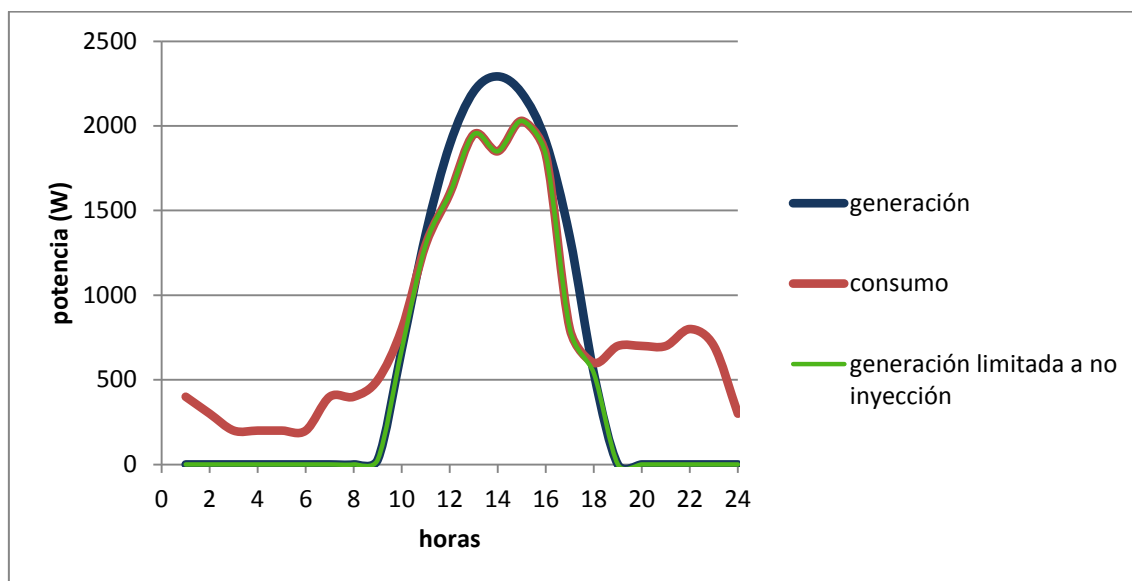


Figure 53. Comparativa generación consumo con inyección cero. Elaboración propia

La comparativa de la figura 53 está referida a la temporada de invierno, en el resto de épocas del año ocurriría lo mismo que en este caso. La curva de generación limitada a la no inyección se ajusta a la de consumo, durante el tiempo en el la instalación de autoconsumo que se está generando suficiente potencia para cubrirla, de esta manera queda asegurada la no inyección a la red.

5. Estudio económico

Para realizar el estudio económico del sistema de autoconsumo instantáneo en primera lugar se va a realizar un presupuesto aproximado y luego una comparativa económica con respecto al mercado actual teniendo en cuenta diferentes tipos de tarifa eléctrica.

5.2 Presupuesto

Se ha querido obtener un presupuesto aproximado para saber la inversión inicial necesaria para saber lo que costaría llevar a cabo este proyecto de construcción de un sistema de autoconsumo instantáneo [23][24].

Tabla 26. Presupuesto aproximado con los elementos seleccionados. Elaboración propia

Unidad	Descripción	Importe [€]
	Elementos de la instalación	
16	Modulo Fotovoltaico	3677,6
1	Inversor	1472,9
1	Gestor Energético	610
	Materiales construcción*	350
	Recursos Hardware	
1	PC	500
1	Impresora	60
	Recursos Software	
1	PVSyst Pro 30 **	843
	<u>Importe total</u>	7513,5

A este importe debe añadirse la mano de obra especializada en función del valor de mercado, y con ello sus correspondientes equipos de protección individual (EPI).

Materiales construcción*: Peladores para conexión de cables de diferentes diámetros. Especial para pelar la sección final de los alambres eléctricos. Soldador de hierro para soldar terminales de cables y fijar las conexiones entre componentes. Destornilladores (de estrella y plano) para fijar tornillos y terminales. Densímetro para el control de carga o del estado de la(s) batería(s). Taladro y disponibilidad

de brocas para perforación de agujeros. Cinta métrica para el medido de distancias y marcación en la colocación de cables principalmente y otros usos de medida. Cortadora de sierra manual para la preparación de los marcos de metal. Cortador de alambre y Expulsor para la preparación de los cables. Linterna para la colocación de cables en lugares oscuros (techo), trabajando de noche. Alicates para asegurar pernos y tuercas. Llave ajustable para la preparación de los cables. Martillo para diversas tareas en la instalación y construcción. Pala para la excavación de zanjas, cimentaciones, etc. Limas o lijas para igualar las superficies rugosas después de un corte. Cable extensión adicional para hacer pruebas de corriente de los inversores a otros componentes. Inclínómetro y brújula para ayudarnos a fijar el ángulo de inclinación de los módulos solares.

5.3 Comparativa económica con respecto al mercado actual

El objetivo de esta comparativa es comprobar el ahorro monetario que supone el llevar a cabo esta instalación de autoconsumo instantáneo. Hay diferentes tipos de tarifa, las más comunes para viviendas unifamiliares son las tarifas con y sin discriminación horaria.

Para calcular el importe del coste variable también debe tenerse en cuenta en primer lugar el impuesto sobre la electricidad, se calcula de la forma establecida por la legislación, multiplicando el porcentaje 4,864% por 1,05113 y por el total del coste de su consumo. Por otra parte, el impuesto sobre la electricidad está a su vez gravado con el 21% de IVA.

Tarifa de último recurso (TUR)

Para la realización de esta primera comparativa de carácter económico se ha escogido la tarifa de último recurso (TUR), esta tarifa es sin discriminación horaria según la disposición 5173 del BOE número 118 de 2014. El valor que corresponde al término de energía es de 0,130485 €/kWh. Si se habla de un ahorro económico, el coste fijo no se tiene en cuenta ya que habría que pagarlo aunque se cuente con una instalación fotovoltaica, por este mismo motivo tampoco se reduce la potencia contratada debido a que la potencia generada por este sistema de autoconsumo por la noche es nula.

En primer lugar se va a mostrar el coste que supone consumir las potencias obtenidas (tabla 19). Para cada estación del año se tiene un tipo de consumo diferente, con lo que hay que hacerlo para las cuatro. De esta manera se obtiene el coste diario de la energía consumida en la vivienda.

Para calcular el coste de la potencia consumida en cada instante se multiplica los kilo vatios consumidos a una determinada hora por el precio de la tarifa sin discriminación horaria (0,130485 €/kWh).

Tabla 27. Cálculo del coste de la potencia consumida en invierno (izquierdo), Cálculo del coste de la potencia consumida en primavera (derecha) . Elaboración propia

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	400	0,130485	0,052194
2:00	300	0,130485	0,039146
3:00	200	0,130485	0,026097
4:00	200	0,130485	0,026097
5:00	200	0,130485	0,026097
6:00	200	0,130485	0,026097
7:00	400	0,130485	0,052194
8:00	400	0,130485	0,052194
9:00	500	0,130485	0,065243
10:00	800	0,130485	0,104388
11:00	900	0,130485	0,117437
12:00	1100	0,130485	0,143534
13:00	1200	0,130485	0,156582
14:00	1100	0,130485	0,143534
15:00	1000	0,130485	0,130485
16:00	800	0,130485	0,104388
17:00	700	0,130485	0,09134
18:00	600	0,130485	0,078291
19:00	800	0,130485	0,104388
20:00	1000	0,130485	0,130485
21:00	1100	0,130485	0,143534
22:00	1400	0,130485	0,182679
23:00	900	0,130485	0,117437
0:00	600	0,130485	0,078291
total diaria	16800		2,192148

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	400	0,130485	0,052194
2:00	300	0,130485	0,039146
3:00	200	0,130485	0,026097
4:00	100	0,130485	0,013049
5:00	200	0,130485	0,026097
6:00	200	0,130485	0,026097
7:00	300	0,130485	0,039146
8:00	300	0,130485	0,039146
9:00	400	0,130485	0,052194
10:00	500	0,130485	0,065243
11:00	600	0,130485	0,078291
12:00	700	0,130485	0,09134
13:00	800	0,130485	0,104388
14:00	900	0,130485	0,117437
15:00	800	0,130485	0,104388
16:00	600	0,130485	0,078291
17:00	500	0,130485	0,065243
18:00	400	0,130485	0,052194
19:00	600	0,130485	0,078291
20:00	600	0,130485	0,078291
21:00	700	0,130485	0,09134
22:00	800	0,130485	0,104388
23:00	1000	0,130485	0,130485
0:00	700	0,130485	0,09134
total diaria	12600		1,644111

Tabla 28. Cálculo del coste de la potencia consumida en verano (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida en otoño (derecha). Elaboración propia

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)	horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	300	0,130485	0,039146	1:00	400	0,130485	0,052194
2:00	200	0,130485	0,026097	2:00	300	0,130485	0,039146
3:00	200	0,130485	0,026097	3:00	200	0,130485	0,026097
4:00	200	0,130485	0,026097	4:00	100	0,130485	0,013049
5:00	100	0,130485	0,013049	5:00	200	0,130485	0,026097
6:00	100	0,130485	0,013049	6:00	200	0,130485	0,026097
7:00	300	0,130485	0,039146	7:00	400	0,130485	0,052194
8:00	300	0,130485	0,039146	8:00	400	0,130485	0,052194
9:00	400	0,130485	0,052194	9:00	500	0,130485	0,065243
10:00	700	0,130485	0,09134	10:00	600	0,130485	0,078291
11:00	900	0,130485	0,117437	11:00	700	0,130485	0,09134
12:00	1000	0,130485	0,130485	12:00	700	0,130485	0,09134
13:00	1100	0,130485	0,143534	13:00	800	0,130485	0,104388
14:00	1200	0,130485	0,156582	14:00	1100	0,130485	0,143534
15:00	1000	0,130485	0,130485	15:00	900	0,130485	0,117437
16:00	900	0,130485	0,117437	16:00	800	0,130485	0,104388
17:00	900	0,130485	0,117437	17:00	700	0,130485	0,09134
18:00	800	0,130485	0,104388	18:00	800	0,130485	0,104388
19:00	700	0,130485	0,09134	19:00	800	0,130485	0,104388
20:00	600	0,130485	0,078291	20:00	800	0,130485	0,104388
21:00	600	0,130485	0,078291	21:00	900	0,130485	0,117437
22:00	800	0,130485	0,104388	22:00	1100	0,130485	0,143534
23:00	1000	0,130485	0,130485	23:00	1200	0,130485	0,156582
0:00	700	0,130485	0,09134	0:00	700	0,130485	0,09134
total diaria	15000		1,957275	total diaria	15300		1,996421

Con los resultados obtenidos en las tablas de las cuatro estaciones del año se saca el coste variable total de la potencia consumida en una vivienda a la largo de un año sin impuestos ni IVA.

- Invierno: 201,70 €
- Primavera: 149,61 €
- Verano: 180,10 €
- Otoño: 181,67 €

En definitiva, el sumatorio de los costes variables de los doce meses del años es de 713,08 €. Ahora aplicando el impuesto sobre la electricidad y el IVA la suma asciende a 906,95€. Es importante volver a recordar, que a este coste habría que añadirle el coste fijo anual para que sea el real, pero como se ha dicho antes se está haciendo un estudio del ahorro económico contando con el sistema desarrollado, y este ahorro sólo se produce en la parte variable de la tarifa.

A continuación, se va a obtener el coste de este mismo consumo de potencia pero en el caso de la instalación de autoconsumo óptima de San Javier (tablas 21, 22, 23, 24).

Tabla 29. Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en invierno (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en primavera (derecha). Elaboración propia

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)	horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	400	0,130485	0,052194	1:00	400	0,130485	0,052194
2:00	300	0,130485	0,039146	2:00	300	0,130485	0,039146
3:00	200	0,130485	0,026097	3:00	200	0,130485	0,026097
4:00	200	0,130485	0,026097	4:00	100	0,130485	0,013049
5:00	200	0,130485	0,026097	5:00	200	0,130485	0,026097
6:00	200	0,130485	0,026097	6:00	200	0,130485	0,026097
7:00	400	0,130485	0,052194	7:00	273,9921	0,130485	0,035752
8:00	400	0,130485	0,052194	8:00	162,1322	0,130485	0,021156
9:00	471,3273	0,130485	0,061501	9:00	0	0,130485	0
10:00	120,3036	0,130485	0,015698	10:00	0	0,130485	0
11:00	0	0,130485	0	11:00	0	0,130485	0
12:00	0	0,130485	0	12:00	0	0,130485	0
13:00	0	0,130485	0	13:00	0	0,130485	0
14:00	0	0,130485	0	14:00	0	0,130485	0
15:00	0	0,130485	0	15:00	0	0,130485	0
16:00	0	0,130485	0	16:00	0	0,130485	0
17:00	0	0,130485	0	17:00	0	0,130485	0
18:00	61,2853	0,130485	0,007997	18:00	0	0,130485	0
19:00	700	0,130485	0,09134	19:00	70,9271	0,130485	0,009255
20:00	520	0,130485	0,067852	20:00	562,7714	0,130485	0,073433
21:00	715	0,130485	0,093297	21:00	455	0,130485	0,059371
22:00	910	0,130485	0,118741	22:00	520	0,130485	0,067852
23:00	585	0,130485	0,076334	23:00	650	0,130485	0,084815
0:00	300	0,130485	0,039146	0:00	455	0,130485	0,059371
total diaria	6682,916		0,87202	total diaria	4549,823		0,593684

Tabla 30. Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en verano (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en otoño (derecha). Elaboración propia

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)	horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	300	0,130485	0,039146	1:00	400	0,130485	0,052194
2:00	200	0,130485	0,026097	2:00	300	0,130485	0,039146
3:00	200	0,130485	0,026097	3:00	200	0,130485	0,026097
4:00	200	0,130485	0,026097	4:00	100	0,130485	0,013049
5:00	100	0,130485	0,013049	5:00	200	0,130485	0,026097
6:00	100	0,130485	0,013049	6:00	200	0,130485	0,026097
7:00	223,5856	0,130485	0,029175	7:00	400	0,130485	0,052194
8:00	74,4971	0,130485	0,009721	8:00	344,4073	0,130485	0,04494
9:00	0	0,130485	0	9:00	0	0,130485	0
10:00	0	0,130485	0	10:00	0	0,130485	0
11:00	0	0,130485	0	11:00	0	0,130485	0
12:00	0	0,130485	0	12:00	0	0,130485	0
13:00	0	0,130485	0	13:00	0	0,130485	0
14:00	0	0,130485	0	14:00	0	0,130485	0
15:00	0	0,130485	0	15:00	0	0,130485	0
16:00	0	0,130485	0	16:00	0	0,130485	0
17:00	0	0,130485	0	17:00	0	0,130485	0
18:00	0	0,130485	0	18:00	22,4208	0,130485	0,002926
19:00	64,3297	0,130485	0,008394	19:00	520	0,130485	0,067852
20:00	463,1326	0,130485	0,060432	20:00	520	0,130485	0,067852
21:00	390	0,130485	0,050889	21:00	585	0,130485	0,076334
22:00	520	0,130485	0,067852	22:00	715	0,130485	0,093297
23:00	650	0,130485	0,084815	23:00	780	0,130485	0,101778
0:00	455	0,130485	0,059371	0:00	700	0,130485	0,09134
total diaria	3940,545		0,514182	total diaria	5986,828		0,781191

Con las cuatro tablas correspondientes a las diferentes épocas del año, y contando con la instalación fotovoltaica se calculan los costes variables, sin impuestos ni tampoco IVA.

- Invierno: 80,60 €, ahorro económico del 60,04%
- Primavera: 54,01 €, ahorro económico del 63,9%
- Verano: 47,30 €, ahorro del económico 73,74%
- Otoño: 71,08 €, ahorro del económico 60,87%

El total del coste variable cuando se cuenta con la instalación de autoconsumo instantáneo es de 252,99 €. Una vez que se aplica el impuesto de la electricidad asciende a 265,92€ y con el IVA queda un total de 312,76€.

Contar con el sistema de autoconsumo instantáneo desarrollado y con la tarifa de último recurso sin discriminación horario supone un ahorro total del 65,51% en la factura anual. El ahorro podría ser mayor, porque como se ha visto anteriormente con los elementos de consumo puntual aún continúa existiendo excedente de potencia generada, con lo que utilizando y programando nuevos aparatos se conseguiría un ahorro aún mayor.

Tarifa de último recurso con discriminación horaria (TUR DH)

A continuación, en este caso, se realiza el mismo estudio con la tarifa de último recurso con discriminación horaria (TUR DH).

En esta tarifa existe diferencia entre las horas punta y las horas valle. Las horas valle se consideran al periodo diario de menor consumo energético en un sistema eléctrico, y a las horas punta al periodo en el que mayor consumo se produce. El intervalo de horas punta y valle diarios depende de la época del año, diferenciándose entre invierno y verano [13].

- Horas punta en invierno: de 12:00h a 22:00h
- Horas valle en invierno: de 22:00h a 12:00h
- Horas punta en verano: de 13:00h a 23:00h
- Horas valle en verano: de 23:00h a 13:00h

Tabla 31. TUR DH. Fuente: [13]

Tipo de tarifa	Término de energía punta en €/kWh	Término de energía valle en €/kWh
TUR (DH)	0,158548	0,055833

Se ha considerado la tarifa de invierno para los meses correspondientes a las estaciones de invierno y otoño, y la tarifa de verano para los meses de primavera y verano.

Tabla 32. Cálculo del coste de la potencia consumida en invierno (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida en primavera (derecha). Elaboración propia

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)	horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	400	0,05583	0,022332	1:00	400	0,05583	0,022332
2:00	300	0,05583	0,016749	2:00	300	0,05583	0,016749
3:00	200	0,05583	0,011166	3:00	200	0,05583	0,011166
4:00	200	0,05583	0,011166	4:00	100	0,05583	0,005583
5:00	200	0,05583	0,011166	5:00	200	0,05583	0,011166
6:00	200	0,05583	0,011166	6:00	200	0,05583	0,011166
7:00	400	0,05583	0,022332	7:00	300	0,05583	0,016749
8:00	400	0,05583	0,022332	8:00	300	0,05583	0,016749
9:00	500	0,05583	0,027915	9:00	400	0,05583	0,022332
10:00	800	0,05583	0,044664	10:00	500	0,05583	0,027915
11:00	900	0,05583	0,050247	11:00	600	0,05583	0,033498
12:00	1100	0,158548	0,1744028	12:00	700	0,05583	0,039081
13:00	1200	0,158548	0,1902576	13:00	800	0,158548	0,126838
14:00	1100	0,158548	0,1744028	14:00	900	0,158548	0,142693
15:00	1000	0,158548	0,158548	15:00	800	0,158548	0,126838
16:00	800	0,158548	0,1268384	16:00	600	0,158548	0,095129
17:00	700	0,158548	0,1109836	17:00	500	0,158548	0,079274
18:00	600	0,158548	0,0951288	18:00	400	0,158548	0,063419
19:00	800	0,158548	0,1268384	19:00	600	0,158548	0,095129
20:00	1000	0,158548	0,158548	20:00	600	0,158548	0,095129
21:00	1100	0,158548	0,1744028	21:00	700	0,158548	0,110984
22:00	1400	0,158548	0,2219672	22:00	800	0,158548	0,126838
23:00	900	0,05583	0,050247	23:00	1000	0,158548	0,158548
0:00	600	0,05583	0,033498	0:00	700	0,05583	0,039081
total diaria	16800		2,0472984	total diaria	12600		1,494387

Tabla 33. . Cálculo del coste de la potencia consumida en invierno (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida en otoño (derecha). Elaboración propia

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)	horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	300	0,05583	0,016749	1:00	400	0,05583	0,022332
2:00	200	0,05583	0,011166	2:00	300	0,05583	0,016749
3:00	200	0,05583	0,011166	3:00	200	0,05583	0,011166
4:00	200	0,05583	0,011166	4:00	100	0,05583	0,005583
5:00	100	0,05583	0,005583	5:00	200	0,05583	0,011166
6:00	100	0,05583	0,005583	6:00	200	0,05583	0,011166
7:00	300	0,05583	0,016749	7:00	400	0,05583	0,022332
8:00	300	0,05583	0,016749	8:00	400	0,05583	0,022332
9:00	400	0,05583	0,022332	9:00	500	0,05583	0,027915
10:00	700	0,05583	0,039081	10:00	600	0,05583	0,033498
11:00	900	0,05583	0,050247	11:00	700	0,05583	0,039081
12:00	1000	0,05583	0,05583	12:00	700	0,158548	0,110984
13:00	1100	0,158548	0,174403	13:00	800	0,158548	0,126838
14:00	1200	0,158548	0,190258	14:00	1100	0,158548	0,174403
15:00	1000	0,158548	0,158548	15:00	900	0,158548	0,142693
16:00	900	0,158548	0,142693	16:00	800	0,158548	0,126838
17:00	900	0,158548	0,142693	17:00	700	0,158548	0,110984
18:00	800	0,158548	0,126838	18:00	800	0,158548	0,126838
19:00	700	0,158548	0,110984	19:00	800	0,158548	0,126838
20:00	600	0,158548	0,095129	20:00	800	0,158548	0,126838
21:00	600	0,158548	0,095129	21:00	900	0,158548	0,142693
22:00	800	0,158548	0,126838	22:00	1100	0,158548	0,174403
23:00	1000	0,158548	0,158548	23:00	1200	0,05583	0,066996
0:00	700	0,05583	0,039081	0:00	700	0,05583	0,039081
total diaria	15000		1,823543	total diaria	15300		1,819748

Con los resultados obtenidos en las tablas de las cuatro estaciones del año se saca el coste variable total de la potencia consumida en una vivienda a la largo de un año sin tener en cuenta el impuesto de la electricidad y tampoco el 21% de IVA.

- Invierno: 184,26 €
- Primavera: 134,49 €
- Verano: 167,77 €
- Otoño: 165,60 €

El coste variable anual contando con la tarifa de último recurso con discriminación horaria asciende 652,12€. El coste aplicando el impuesto de la electricidad es de 685,46€, y con el IVA el importe final a pagar es de 829,41€.

Al igual que para la tarifa sin discriminación horaria, ahora se va a obtener el coste de este mismo consumo de potencia pero en el caso de la instalación de autoconsumo óptima en San Javier.

Tabla 34. Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en invierno (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en primavera (derecha). Elaboración propia

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)	horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	400	0,05583	0,022332	1:00	400	0,05583	0,022332
2:00	300	0,05583	0,016749	2:00	300	0,05583	0,016749
3:00	200	0,05583	0,011166	3:00	200	0,05583	0,011166
4:00	200	0,05583	0,011166	4:00	100	0,05583	0,005583
5:00	200	0,05583	0,011166	5:00	200	0,05583	0,011166
6:00	200	0,05583	0,011166	6:00	200	0,05583	0,011166
7:00	400	0,05583	0,022332	7:00	273,9921	0,05583	0,015297
8:00	400	0,05583	0,022332	8:00	162,1322	0,05583	0,009052
9:00	471,3273	0,05583	0,026314	9:00	0	0,05583	0
10:00	120,3036	0,05583	0,006717	10:00	0	0,05583	0
11:00	0	0,05583	0	11:00	0	0,05583	0
12:00	0	0,158548	0	12:00	0	0,158548	0
13:00	0	0,158548	0	13:00	0	0,158548	0
14:00	0	0,158548	0	14:00	0	0,158548	0
15:00	0	0,158548	0	15:00	0	0,158548	0
16:00	0	0,158548	0	16:00	0	0,158548	0
17:00	0	0,158548	0	17:00	0	0,158548	0
18:00	61,2853	0,158548	0,009717	18:00	0	0,158548	0
19:00	700	0,158548	0,110984	19:00	70,9271	0,158548	0,011245
20:00	520	0,158548	0,082445	20:00	562,7714	0,158548	0,089226
21:00	715	0,158548	0,113362	21:00	455	0,158548	0,072139
22:00	910	0,158548	0,144279	22:00	520	0,158548	0,082445
23:00	585	0,05583	0,032661	23:00	650	0,05583	0,03629
0:00	300	0,05583	0,016749	0:00	455	0,05583	0,025403
total diaria	6682,916		0,671635	total diaria	4549,823		0,419259

Tabla 35. Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en verano (izquierda), Cálculo del coste de la potencia consumida una vez operativo el sistema en otoño (derecha). Elaboración propia

horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)	horas del día (h)	potencia consumida (W/h)	término de energía (€/kWh)	coste de la potencia (€)
1:00	300	0,05583	0,016749	1:00	400	0,05583	0,022332
2:00	200	0,05583	0,011166	2:00	300	0,05583	0,016749
3:00	200	0,05583	0,011166	3:00	200	0,05583	0,011166
4:00	200	0,05583	0,011166	4:00	100	0,05583	0,005583
5:00	100	0,05583	0,005583	5:00	200	0,05583	0,011166
6:00	100	0,05583	0,005583	6:00	200	0,05583	0,011166
7:00	223,5856	0,05583	0,012483	7:00	400	0,05583	0,022332
8:00	74,4971	0,05583	0,004159	8:00	344,4073	0,05583	0,019228
9:00	0	0,05583	0	9:00	0	0,05583	0
10:00	0	0,05583	0	10:00	0	0,05583	0
11:00	0	0,05583	0	11:00	0	0,05583	0
12:00	0	0,158548	0	12:00	0	0,158548	0
13:00	0	0,158548	0	13:00	0	0,158548	0
14:00	0	0,158548	0	14:00	0	0,158548	0
15:00	0	0,158548	0	15:00	0	0,158548	0
16:00	0	0,158548	0	16:00	0	0,158548	0
17:00	0	0,158548	0	17:00	0	0,158548	0
18:00	0	0,158548	0	18:00	22,4208	0,158548	0,003555
19:00	64,3297	0,158548	0,010199	19:00	520	0,158548	0,082445
20:00	463,1326	0,158548	0,073429	20:00	520	0,158548	0,082445
21:00	390	0,158548	0,061834	21:00	585	0,158548	0,092751
22:00	520	0,158548	0,082445	22:00	715	0,158548	0,113362
23:00	650	0,05583	0,03629	23:00	780	0,05583	0,043547
0:00	455	0,05583	0,025403	0:00	700	0,05583	0,039081
total diaria	3940,545		0,367654	total diaria	5986,828		0,576908

Con los resultados obtenidos de las cuatro tablas correspondientes a las diferentes épocas del año, y contando con la instalación fotovoltaica de potencia instalada 3,3 kW se calculan los costes variables y el porcentaje de potencia consumida con respecto al anterior, sin tener en cuenta el impuesto de la electricidad ni el 21% de IVA.

- Invierno: 61,79 €, ahorro económico del 66,47%
- Primavera: 38,15 €, ahorro económico del 71,63%
- Verano: 33,82 €, ahorro del económico 79,84%
- Otoño: 52,49 €, ahorro del económico 68,31%

Como se ha dicho anteriormente el coste fijo no se tiene en cuenta para este estudio económico debido a que habría que pagarlo tanto si se cuenta con el sistema de autoconsumo como si no, el coste variable anual total 186,25€. Una vez aplicado el impuesto de la electricidad el precio es de 195,77€, y el coste final a pagar una vez aplicado el 21% de IVA es de 236,88€. Esto supone un ahorro total del 71,44%.

En definitiva, la instalación de autoconsumo instantáneo óptima crea un ahorro significativo en el coste variable de la energía consumida contando con cualquiera de las dos tarifas escogidas, pero es mejor contratar la tarifa de último recurso con discriminación horaria (TUR DH) porque el ahorro en la parte variable de la energía consumida es mayor con esta.

Cuando se apruebe la tarifa de respaldo tendría que tenerse en cuenta su valor, por cada kWh consumido, para las instalaciones de potencia inferiores a 100 kW [37]. En el caso de ser aprobada esta y la mayoría de las instalaciones de autoconsumo instantáneo dejarían de ser rentables económicamente.

Tabla 36. Valor del peaje de respaldo. Fuente: [37]

Tipo de tarifa	Periodo 1	Periodo 2
Sin discriminación horaria	0,067568 (€/kWh)	
Con discriminación horaria	0,089192 (€/kWh)	0,008964 (€/kWh)

6. Conclusiones

Las principales conclusiones a las que se han llegado tras la realización de este trabajo fin de grado son:

1. La gran cantidad de potencia generada con este sistema.
2. El ahorro significativo en comparación con el método habitual.

Para que los sistemas de autoconsumo instantáneo sea lo más económica posible se debe asegurar que los equipos tengan una alta eficiencia. Para ello se debe seleccionar los distintos dispositivos de manera cuidadosa para garantizar que estos sean los más adecuados para asegurar un funcionamiento de la instalación óptimo.

Una vez obtenida la potencia a la salida del inversor de los seis casos prácticos desarrollados a lo largo del proyecto, se escoge la instalación fotovoltaica óptima. Esta cumple que cubre el pico de la mañana de potencia demandada y que se obtiene un excedente de energía significativo, esto sucede durante los doce meses del año.

El elemento para gestionar el excedente de energía buscado es un gestor energético siendo esta la diferencia con una instalación de autoconsumo instantáneo común, con este se consigue una reducción considerable en el coste de la energía eléctrica. Al utilizar este elemento con el excedente de potencia del sistema se ponen en marcha los aparatos de consumo puntual, de esta manera se ha conseguido reducir el pico de potencia demandada durante la noche, lo cual es importante dado que por la noche este sistema no produce potencia.

Como conclusión, escogiendo una tarifa de la luz determinada el ahorro en el coste de la energía puede llegar a ser hasta del 71,44%, este valor podrá variar dependiendo, a parte de la tarifa escogida, de los elementos de la instalación escogidos y los aparatos de consumo puntual seleccionados para gestionar el excedente de potencia generada por el sistema de autoconsumo.

Es importante señalar que actualmente existe una gran demanda energética, sobre todo de origen fósil provocando un aumento de las emisiones atmosféricas contaminantes. A nivel mundial se está buscando la reducción de estas emisiones, por esto el uso de las energías renovables ha crecido notablemente en los últimos años, consiguiéndose una reducción del uso de combustibles fósiles y carbón, así como el nivel de contaminación ambiental.

Por último se ha querido mencionar que la inversión inicial para realizar esta instalación es elevada pero gracias a la producción de potencia de este sistema fotovoltaico se puede recuperar en un periodo corto de tiempo y a largo plazo pasa a ser muy rentable.

Los trabajos futuros que se pueden realizar a partir de este trabajo fin de grado, sería la ampliación para potencias generadas mayores, para la construcción de este tipo de sistema en un bloque de oficinas o en una nave industrial, se necesitaría una mayor producción de potencia pero la gestión del consumo sería más sencilla debido a que por la noche no hay apenas actividad en este campo. En trabajos futuros cabe esperar que los elementos a utilizar sean de menos coste y mayor rendimiento, dado que esta tecnología es relativamente nueva.

7. Referencias

- [1] LÓPEZ-CÓZAR, J.M., Energía solar térmica, Instituto para la diversificación y ahorro de energía.
- [2] PÍO PÉREZ, A., El autoconsumo fotovoltaico: producir la energía que consumimos, Instituto tecnológico y de energías renovables, S.A.
- [3] Telegestión energética. EDS.CIREOS. Indicador de eficiencia, CIRCUITOR, Tecnología para la eficiencia energética.
- [4] DAROQUI, ENRIQUE., Autoconsumo Fotovoltaico Doméstico e Industrial, Febrero 2013, Atersa, Grupo Elecnor.
- [5] Soluciones para Autoconsumo, CIRCUITOR, Tecnología para la eficiencia energética.
- [6] Soluciones para el Autoconsumo Instantáneo, INGECON, Ingeteam.
- [7] *Agencia estatal de Meteorología*. [Base de datos en línea] [Consulta: Mayo] Disponible en: www.aemet.es
- [8] Comisión Nacional de energía. Informe sobre el sector energético español. [Base de datos en línea] [Consulta: Mayo] Disponible en: <http://www.cne.es/>
- [9] CHINCHILLA, M., Apuntes de la asignatura Generación Eólica y Fotovoltaica, Universidad Carlos III de Madrid, 2013.
- [10] Apuntes del Master en Energías Renovables en Sistemas Eléctricos, Universidad Carlos III de Madrid, curso 2013-2014.
- [11] SIMÓN HERNÁNDEZ, PATRICIA., Análisis de los sistemas de bombeo fotovoltaico, Trabajo fin de Grado G.I. Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid, Junio de 2014.
- [12] *Photovoltaic Power Systems Programme*. [Base de datos en línea] [Consulta: Mayo] Disponible en: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2013_-_final_3.pdf
- [13] Tarifa de electricidad de último recurso. [Base de datos en línea] [Consulta: Agosto] Disponible en: www.endesaonline.com
- [14] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. IDEA.
- [15] SALAS MERINO, VICENTE., Legislación fotovoltaica española, Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos. [Base de datos en línea] [Consulta: Junio] Disponible en: http://portal.uc3m.es/portal/page/portal/grupos_investigacion/gsep/auditorias_fotovoltaicas/Legislaci%F3n_fotovoltaica

- [16] BOE-A-2000-17599, Real Decreto 1663/2000, Sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- [17] Instalaciones con Autoconsumo Instantáneo, Autoconsumo instantáneo. [Base de datos en línea] [Consulta: **Abril**] Disponible en: <http://circutor.es/es/sectores/energia/autoconsumo/autoconsumo-instantaneo>
- [18] CADENAS HERAS, RAQUEL., Análisis de sistema de autoconsumo híbrido autónomo fotovoltaico, Trabajo fin de Grado G.I. Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid, Junio de 2014.
- [19] PÉREZ MONTORO, PEDRO., Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica, Trabajo fin de Máster, Universidad de Cartagena, Septiembre de 2013.
- [20] Energía solar fotovoltaica. [Base de datos en línea] [Consulta: **Mayo**] Disponible en: www.solarweb.net
- [21] *Red Eléctrica Española*. [Base de datos en línea] [Consulta: **Abril**] Disponible en: www.ree.es
- [22] *Asociación de productores de energías renovables*. [Base de datos en línea] [Consulta: **Junio**] Disponible en: www.appa.es
- [23] Catálogo ABB Solar inverters, ABB string inverters [Base de datos en línea] [Consulta: **Agosto**] Disponible en: <http://new.abb.com/es>
- [24] Catálogo Jinkosolar, Módulo monocristalino [Base de datos en línea] [Consulta: **Agosto**] Disponible en: www.jinkosolar.com
- [25] Fotovoltaica Aislada, Fotovoltaica [Base de datos en línea] [Consulta: **Junio**] Disponible en: www.soliclima.es
- [26] COLLADO FERNÁNDEZ, EDUARDO., Sistemas fotovoltaicos conectados a red, Autoconsumo con o sin balance neto, 18 de Diciembre de 2013, UNEF.
- [27] Autoconsumo con energía solar fotovoltaica, Hacia un modelo energético descentralizado [Base de datos en línea] [Consulta: **Julio**] Disponible en: <http://sud.es/es/autoconsum>
- [28] Catálogo Junkers, Termos eléctricos [Base de datos en línea] [Consulta: **Agosto**] Disponible en: www.junkers.es

- [29] Catálogo Balay, Electrodomésticos [Base de datos en línea] [Consulta: **Agosto**] Disponible en: <http://www.balay.es/catalogo-balay/lavado-secado/lavadoras-libre-instalacion/3TS863X.html?source=browse> / <http://www.balay.es/catalogo-balay/lavavajillas/lavavajillas-libre-instalacion/3VS774BA.html?source=bro/> <http://www.balay.es/catalogo-balay/hornos/hornos-de-60-cm/3HB560XC.html?source=browse> / <http://www.balay.es/catalogo-balay/microondas/microondas-integrables/3HW440XC.html?source=browse> (lava vajillas, lavadora, horno y microondas).
- [30] Catálogo acumuladores de calor, Productos [Base de datos en línea] [Consulta: **Agosto**] Disponible en: <http://www.elnur.es/productos/acumulad/eax.htm>
- [31] Catálogo LG, Aires acondicionados [Base de datos en línea] [Consulta: **Agosto**] Disponible en: www.lg.com
- [32] SALAS MERINO, VICENTE., Convertidores fotovoltaicos, Documento, 2014.
- [33] Herramientas de diseño y cálculo, PVsyst [Base de datos en línea] [Consulta: **Agosto**] Disponible en: www.energiadoblezero.com
- [34] Situación de la energía solar en el mundo, Europa y España [Base de datos en línea] [Consulta: **Julio**] Disponible en: <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/>
- [35] Manual de instrucciones CDP CIRCUITOR (M98250001-01-14A), Controlador Dinámico de Potencia
- [36] Catálogo Placa Vitro cerámica, Bosch [Base de datos en línea] [Consulta: **Agosto**] Disponible en: <http://www.bosch-home.es/productos/placas/placas-vitroceramicas/PKD775N15E.html?source=browse>
- [37] Borrador Real Decreto 18 de Julio 2013 por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo.

8. ANEXO I

Informes de las simulaciones con PV Syst

PVSYST V6.25			01/08/14	Página 1/5
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
Proyecto :	Madrid			
Lugar geográfico	Madrid	País	España	
Ubicación	Latitud	40.5°N	Longitud	3.7°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	665 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	Madrid	Síntesis - Meteonorm 6.1		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación				
	Fecha de simulación	01/08/14 18h34		
Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor	Inclinación	25°	Acimut	15°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Características generador FV				
Módulo FV	Si-poly	Modelo	Advent 220	
		Fabricante	Advent	
Número de módulos FV		En serie	15 módulos	En paralelo
Nº total de módulos FV		Nº módulos	15	Pnom unitaria
Potencia global generador		Nominal (STC)	3300 Wp	En cond. funciona.
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	382 V	I mpp
Superficie total		Superficie módulos	24.9 m²	7.8 A
Inversor		Modelo	PVS300-TL-3300W-2	
		Fabricante	ABB	
Características		Tensión Funciona.	335-800 V	Pnom unitaria
				3.30 kW AC
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	827 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)				

Figura A1.M.1

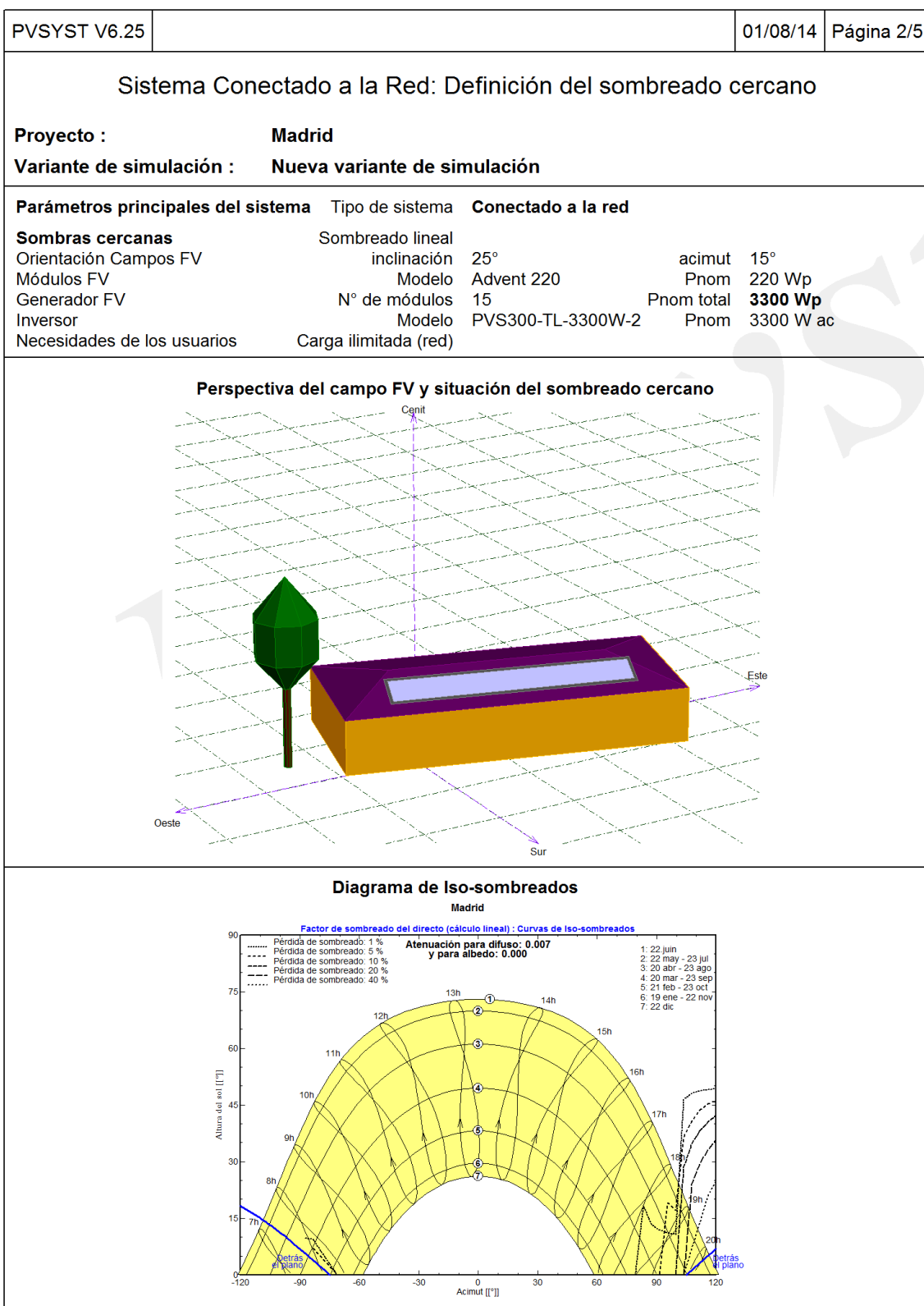


Figura A1.M.2

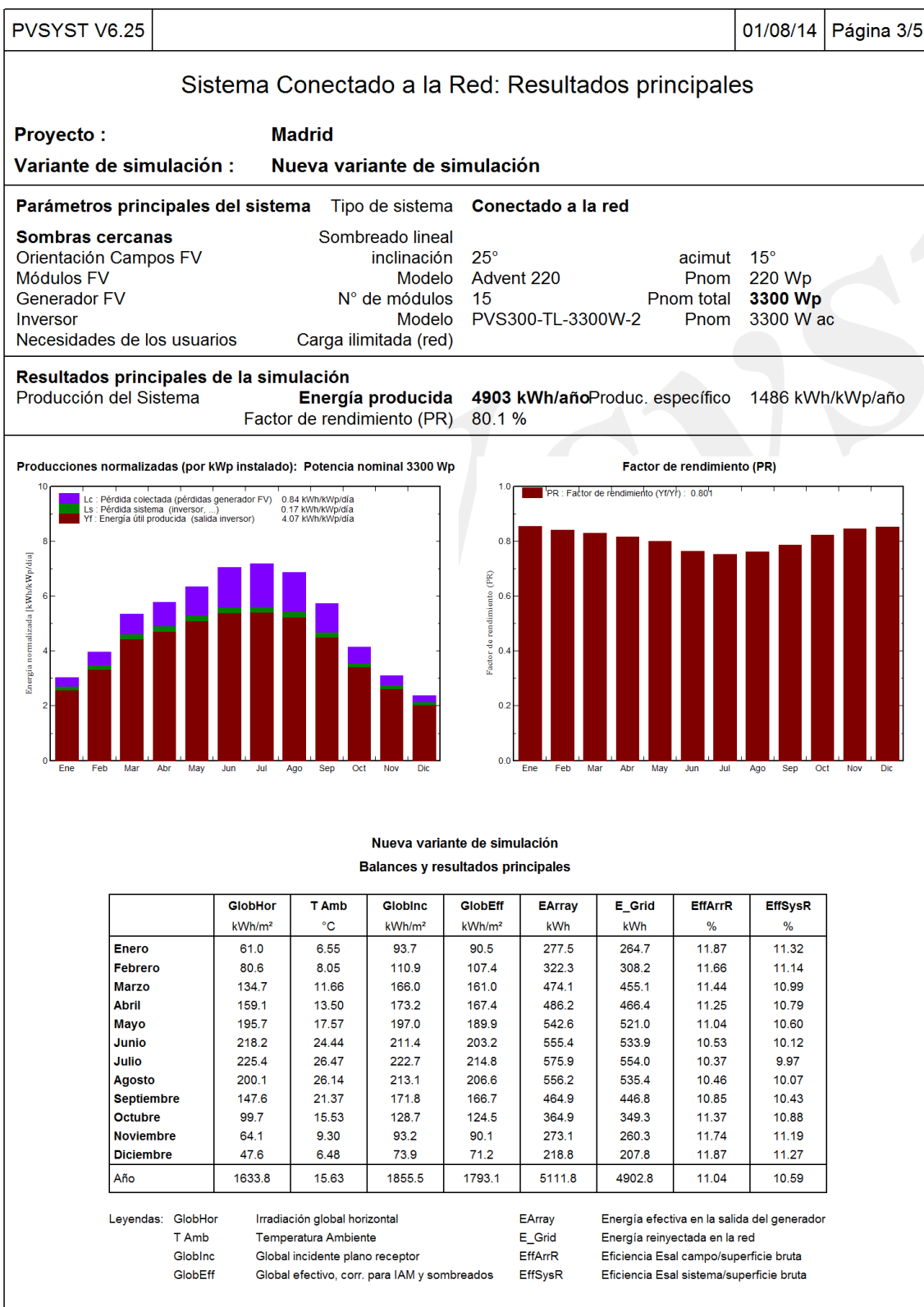


Figura A1.M.3

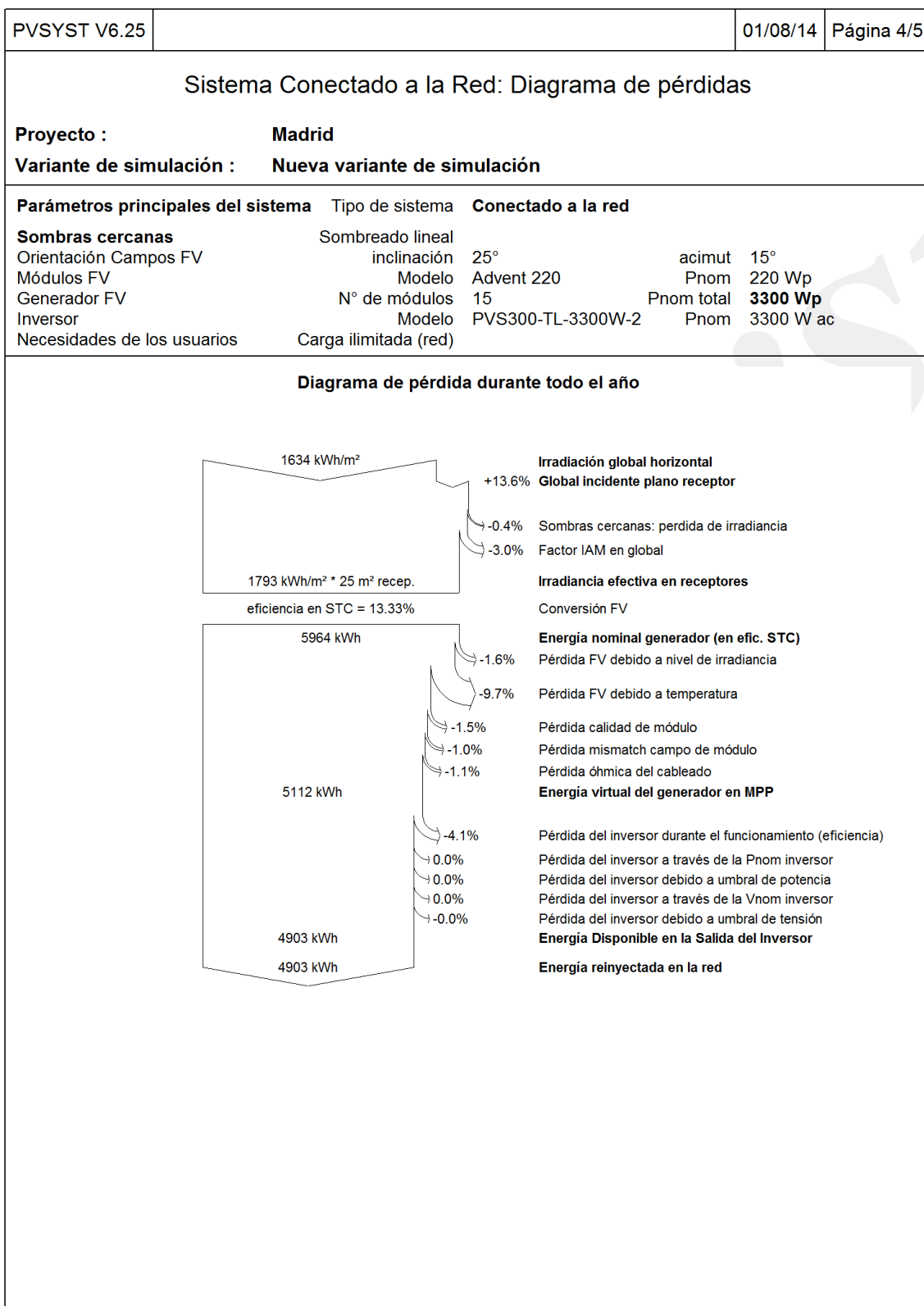


Figura A1.M.4

PVSYST V6.25			02/08/14	Página 1/5
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
Proyecto : Madrid				
Lugar geográfico	Madrid	País	España	
Ubicación	Latitud	40.5°N	Longitud	3.7°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	665 m
Datos climatológicos:	Madrid	Síntesis - Meteonorm 6.1		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación				
Fecha de simulación 02/08/14 18h40				
Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor	Inclinación	25°	Acimut	15°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Características generador FV				
Módulo FV	Si-poly	Modelo	Advent 235	
		Fabricante	Advent	
Número de módulos FV		En serie	9 módulos	En paralelo 1 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	9	Pnom unitaria 235 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	2115 Wp	En cond. funciona. 1896 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	236 V	I mpp 8.0 A
Superficie total		Superficie módulos	15.0 m²	
Inversor		Modelo	X01-020	
		Fabricante	Aero-Sharp	
Características		Tensión Funciona.	150-400 V	Pnom unitaria 2.00 kW AC
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	493 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)				

Figura A1.M.5

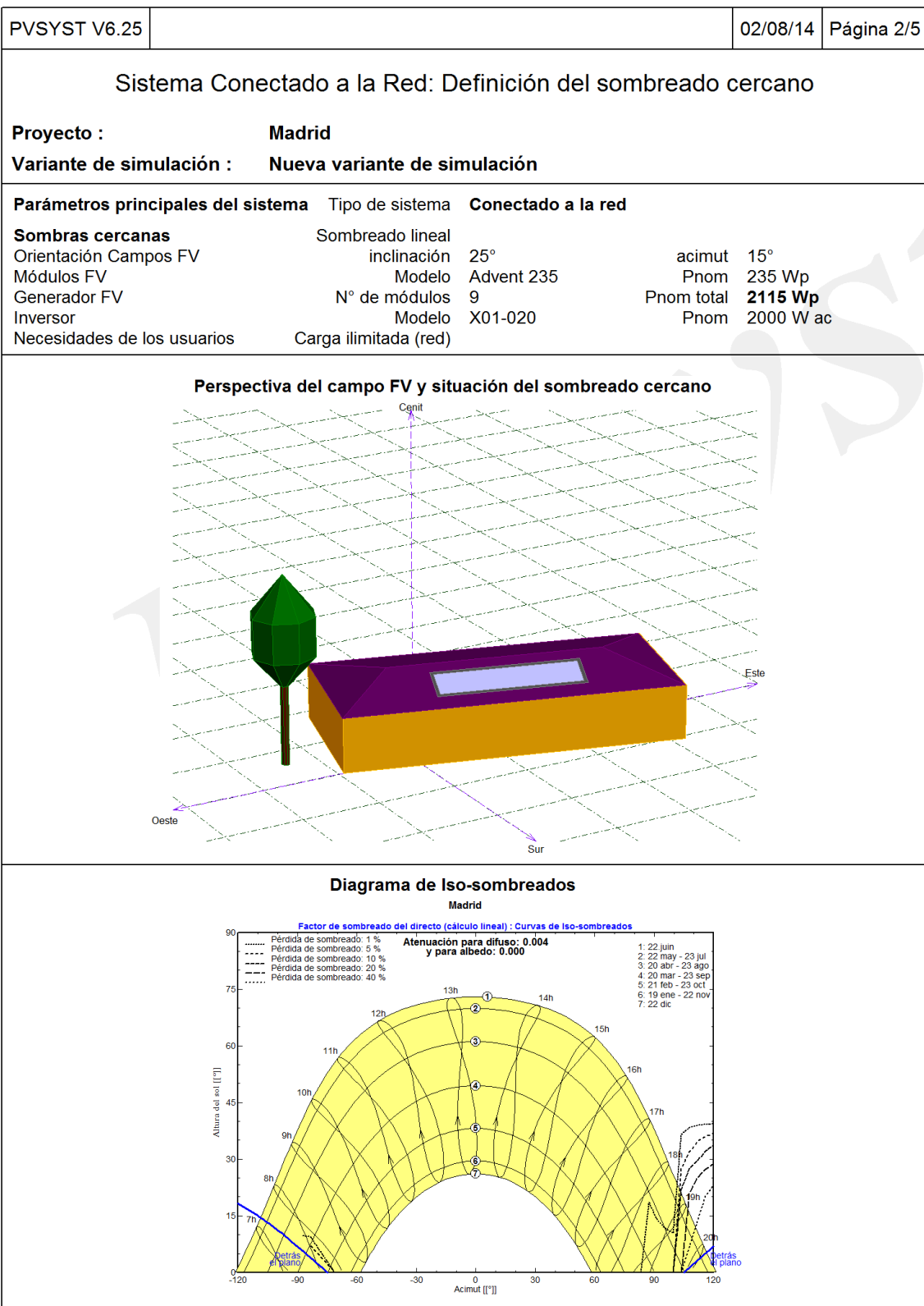


Figura A1.M.6

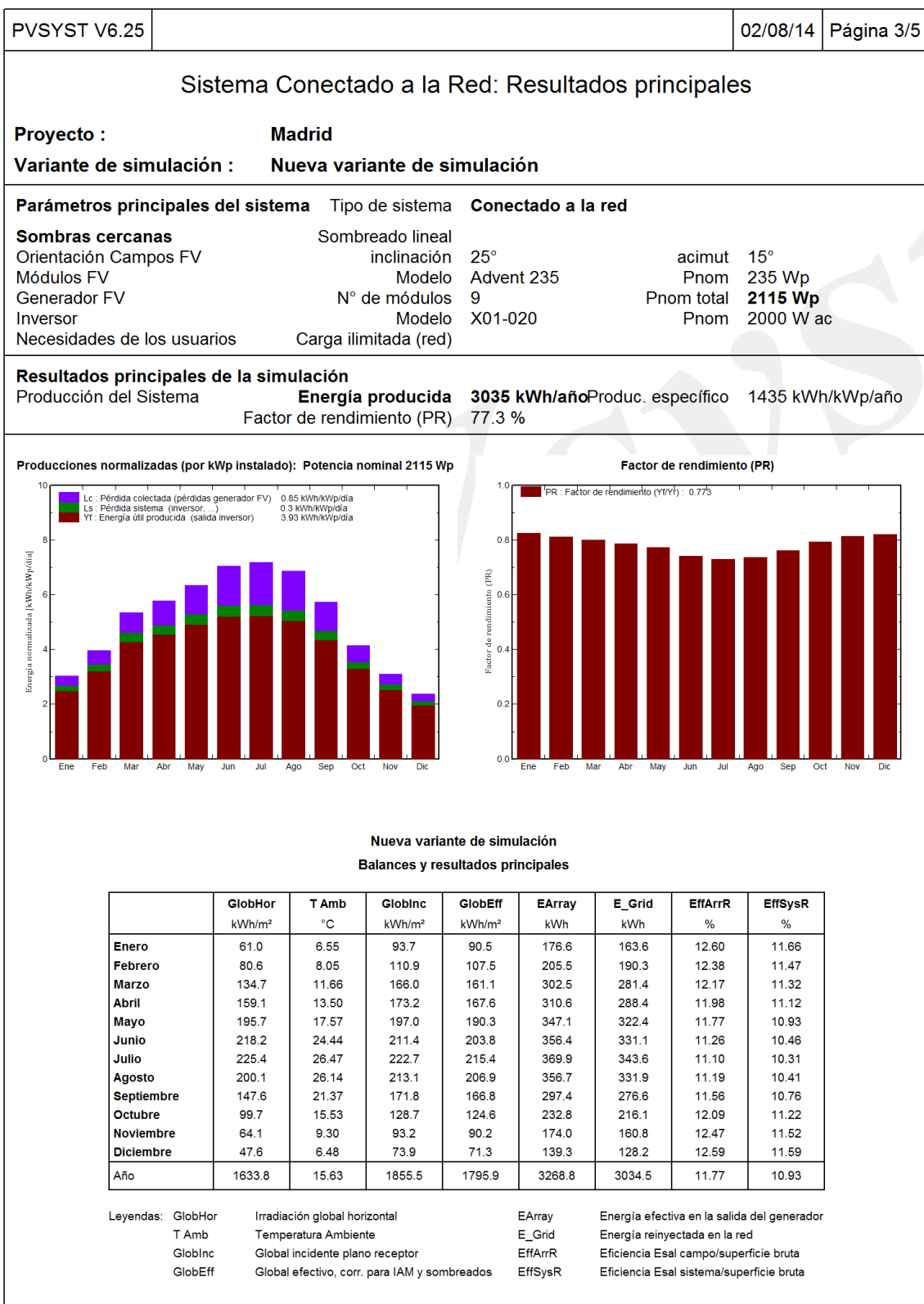


Figura A1.M.7

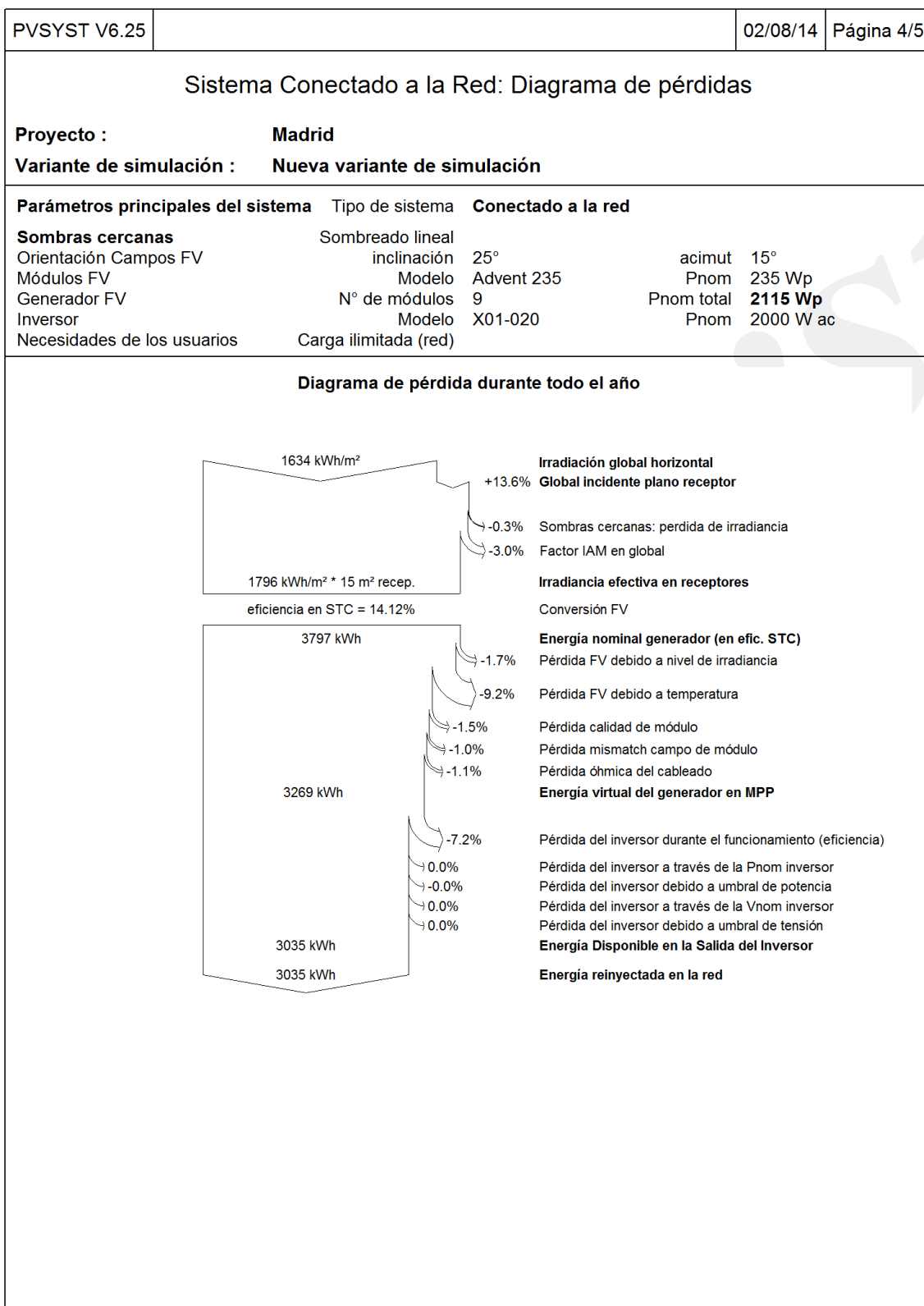


Figura A1.M.8

PVSYST V6.25			02/08/14	Página 1/5
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
Proyecto : Madrid				
Lugar geográfico	Madrid	País	España	
Ubicación	Latitud	40.5°N	Longitud	3.7°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	665 m
Datos climatológicos:	Madrid	Síntesis - Meteoronorm 6.1		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación				
Fecha de simulación 02/08/14 19h02				
Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor	Inclinación	25°	Acimut	15°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteoronorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Características generador FV				
Módulo FV	Si-mono	Modelo	ZBR-190M5	
		Fabricante	Zebra Energy	
Número de módulos FV		En serie	6 módulos	En paralelo 1 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	6	Pnom unitaria 190 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	1140 Wp	En cond. funciona. 1013 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	197 V	I mpp 5.2 A
Superficie total		Superficie módulos	7.7 m²	Superf. célula 6.6 m²
Inversor		Modelo	X01-010	
		Fabricante	Aero-Sharp	
Características		Tensión Funciona.	150-400 V	Pnom unitaria 1.00 kW AC
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	644 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)				

Figura A1.M.9

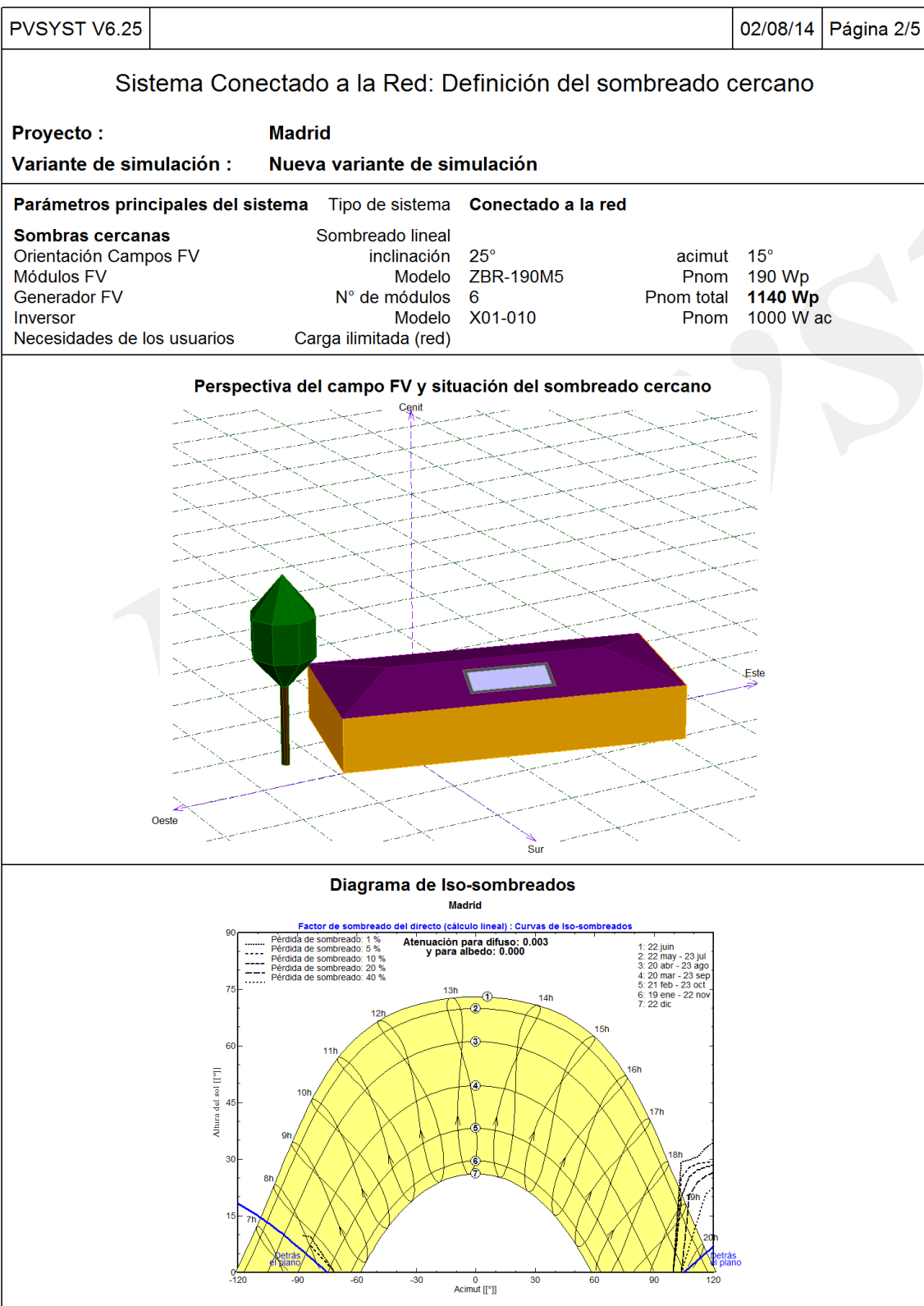


Figura A1.M.10

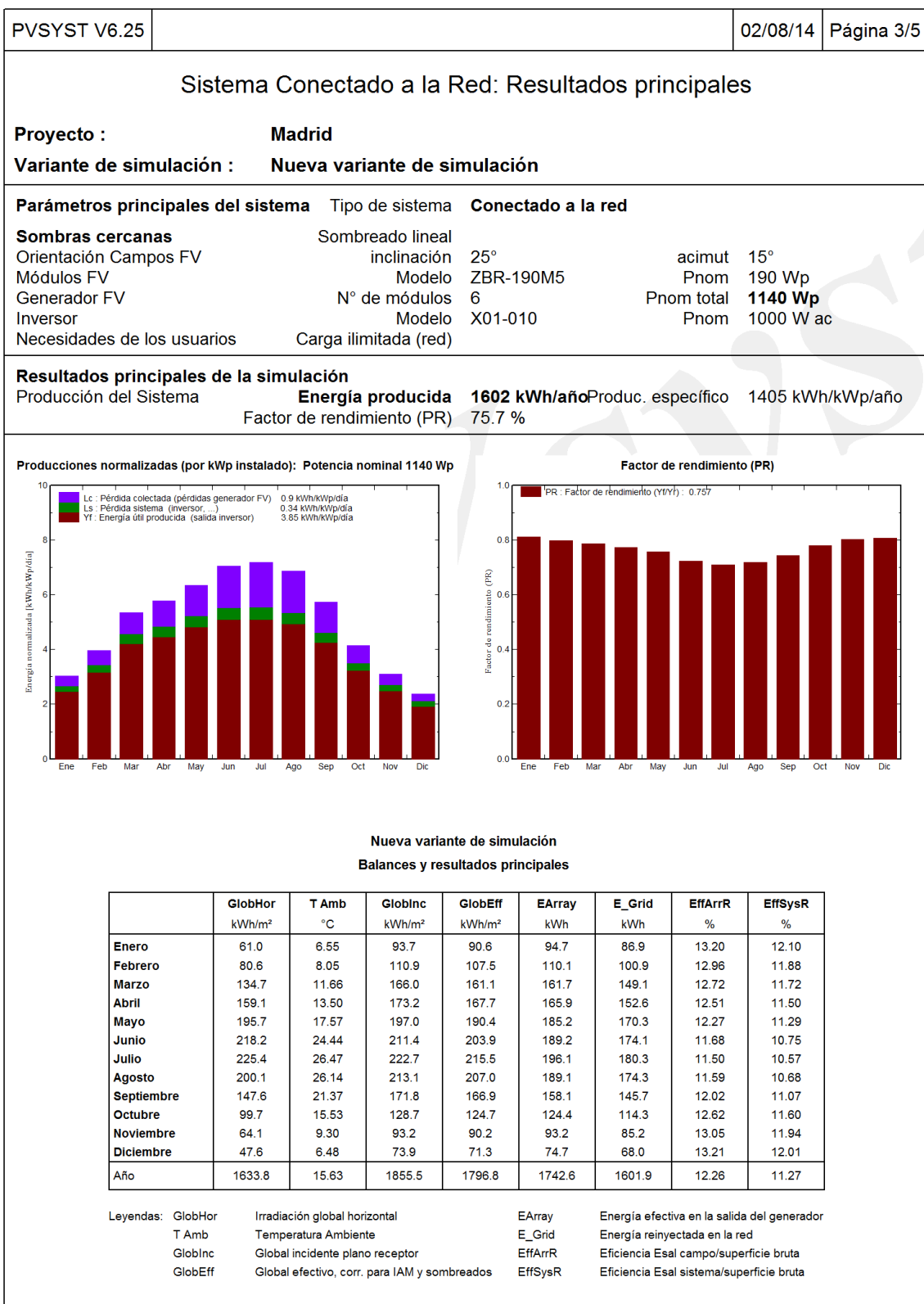


Figura A1.M.11

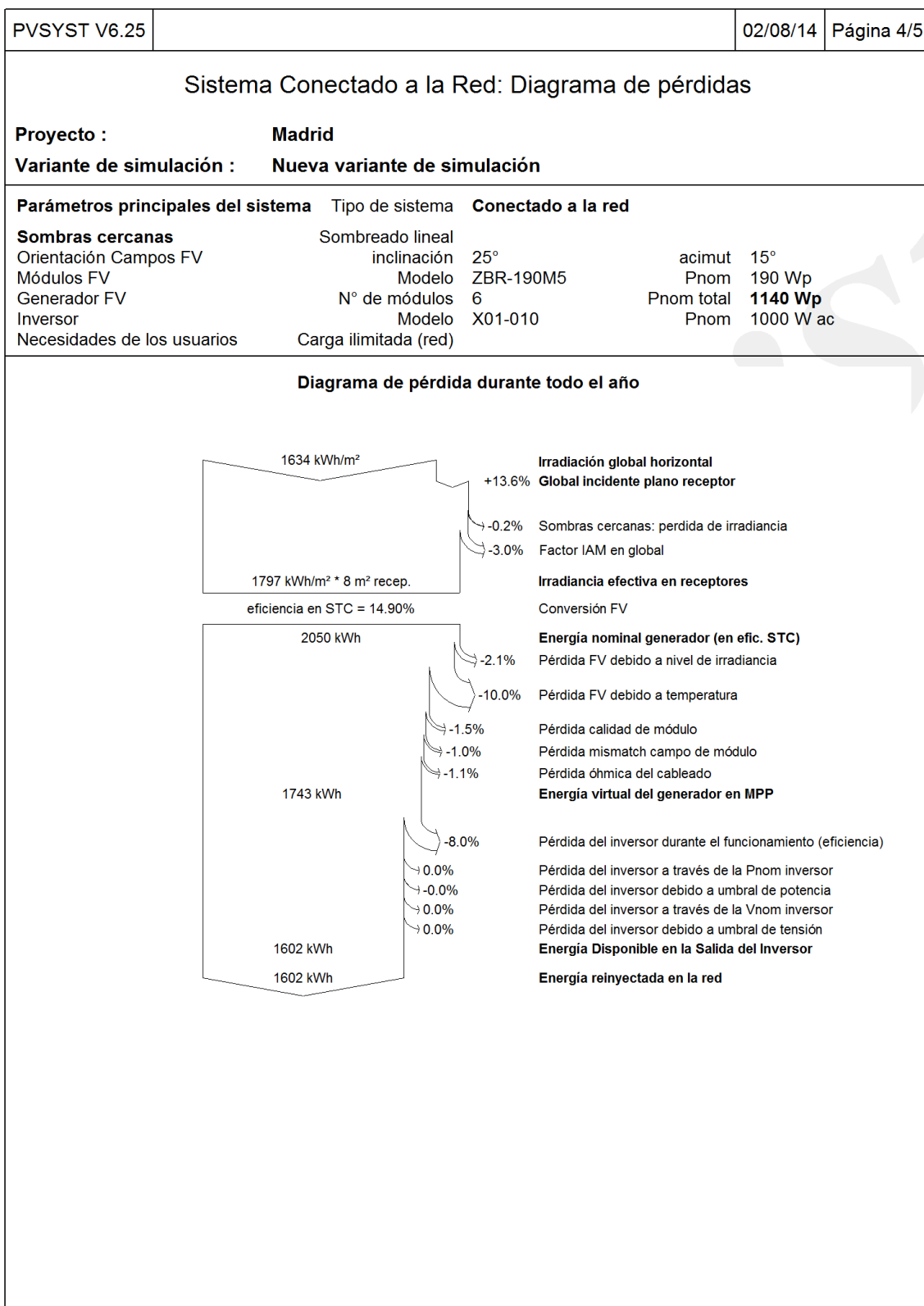


Figura A1.M.12

PVSYST V6.25			02/08/14	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
Proyecto : San Javier				
Lugar geográfico	San Javier	País	España	
Ubicación	Latitud	37.8°N	Longitud	0.8°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	1 m
Datos climatológicos:	San Javier	Síntesis - Meteonorm 6.1		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación				
Fecha de simulación 02/08/14 19h24				
Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor	Inclinación	25°	Acimut	15°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Características generador FV				
Módulo FV	Si-mono	Modelo	JKM 210M-72	
		Fabricante	Jinkosolar	
Número de módulos FV	En serie	16 módulos	En paralelo	1 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	16	Pnom unitaria	210 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	3360 Wp	En cond. funciona.	3005 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	532 V	I mpp	5.6 A
Superficie total	Superficie módulos	20.4 m²	Superf. célula	17.5 m²
Inversor				
		Modelo	PVS300-TL-3300W-2	
		Fabricante	ABB	
Características	Tensión Funciona.	335-800 V	Pnom unitaria	3.30 kW AC
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	1589 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)				

Figura A1.SJ.1

PVSYST V6.25	02/08/14	Página 2/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : San Javier
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	25°	acimut	15°	
Módulos FV	Modelo	JKM 210M-72	Pnom	210 Wp	
Generador FV	N° de módulos	16	Pnom total	3360 Wp	
Inversor	Modelo	PVS300-TL-3300W-2	Pnom	3300 W ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

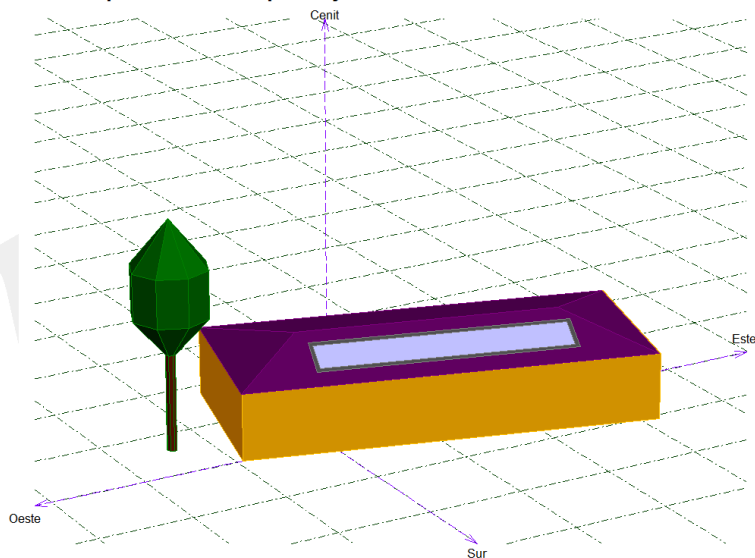


Diagrama de Iso-sombreados

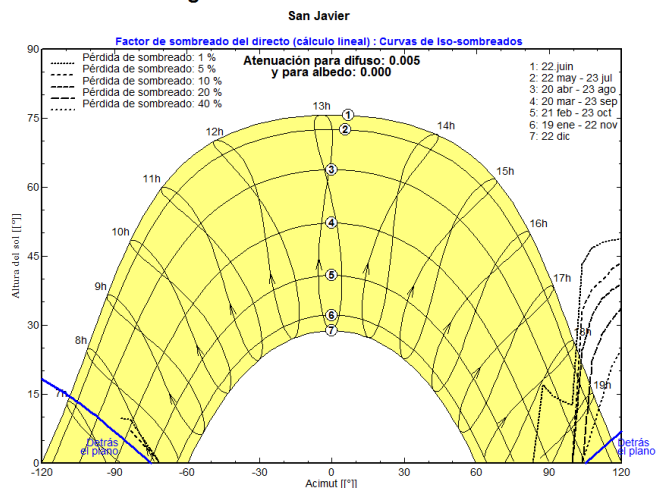


Figura A1.SJ.2

PVSYST V6.25		02/08/14	Página 3/4
--------------	--	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

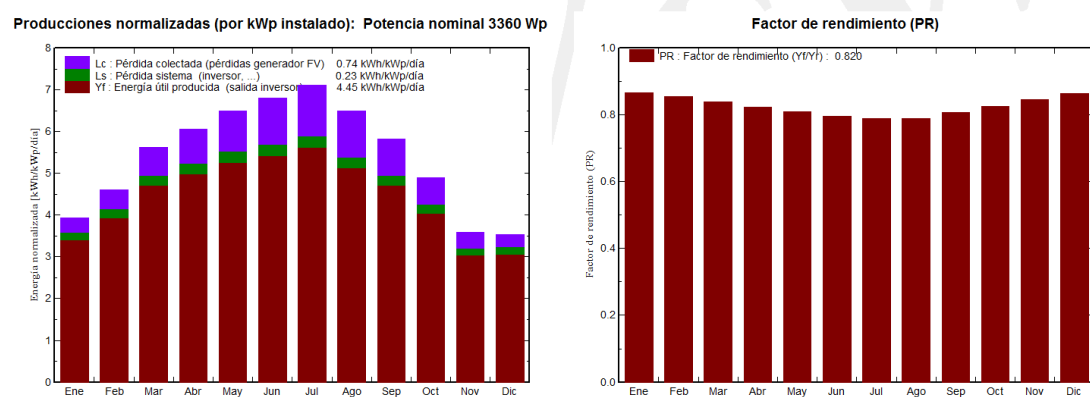
Proyecto : San Javier

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema		Conectado a la red	
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	25°	acimut	15°	
Módulos FV	Modelo	JKM 210M-72	Pnom	210 Wp	
Generador FV	N° de módulos	16	Pnom total	3360 Wp	
Inversor	Modelo	PVS300-TL-3300W-2	Pnom	3300 W ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	5455 kWh/año	Produc. específico	1623 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.0 %		



Nueva variante de simulación

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Enero	79.6	11.10	122.0	118.2	374.4	354.9	15.03	14.24
Febrero	95.4	12.20	129.1	125.1	390.6	370.8	14.81	14.06
Marzo	145.1	15.10	174.2	169.1	516.0	491.0	14.50	13.80
Abril	168.5	17.70	181.9	176.2	529.3	503.5	14.24	13.55
Mayo	203.1	20.70	201.3	194.3	575.9	547.9	14.01	13.32
Junio	211.0	24.80	203.9	196.6	573.5	545.9	13.77	13.11
Julio	223.9	26.40	220.7	213.2	614.1	585.2	13.62	12.98
Agosto	192.7	26.80	201.5	195.0	561.2	534.6	13.64	12.99
Septiembre	152.6	23.80	175.0	169.7	498.4	474.6	13.94	13.28
Octubre	116.8	19.80	152.0	147.5	443.6	421.7	14.29	13.58
Noviembre	74.9	14.90	107.7	104.3	323.9	306.1	14.72	13.92
Diciembre	69.9	11.80	109.7	106.2	337.1	318.6	15.05	14.22
Año	1733.6	18.80	1979.0	1915.5	5737.8	5454.8	14.19	13.49

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Figura A1.SJ.3

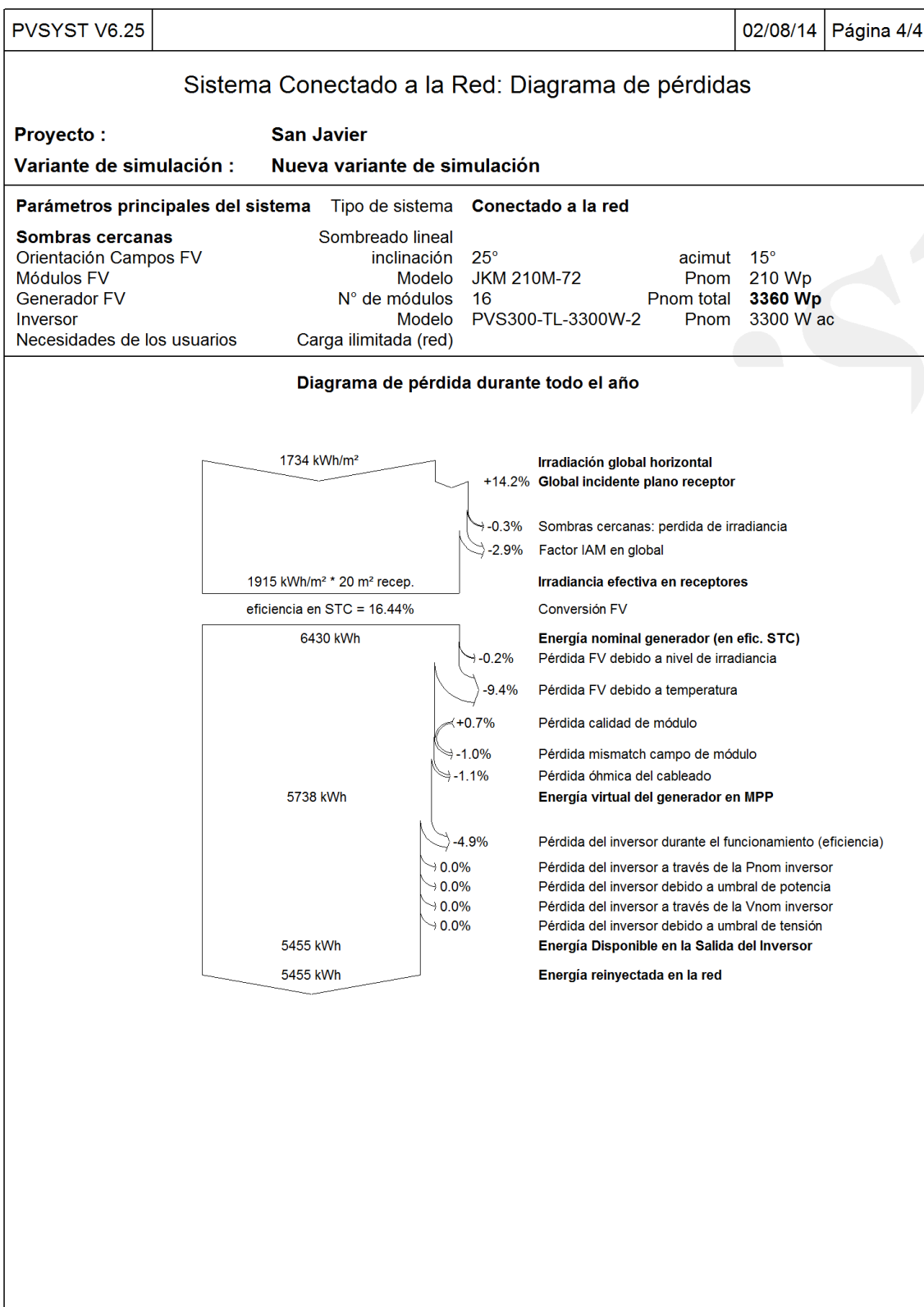


Figura A1.SJ.4

PVSYST V6.25			02/08/14	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
Proyecto : San Javier				
Lugar geográfico		San Javier	País	España
Ubicación		Latitud	37.8°N	Longitud
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud
		Albedo	0.20	1 m
Datos climatológicos:		San Javier	Síntesis - Meteonorm 6.1	
Variante de simulación : Nueva variante de simulación				
		Fecha de simulación	02/08/14 19h34	
Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor		Inclinación	25°	Acimut
				15°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso
				Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas		Sombreado lineal		
Características generador FV				
Módulo FV		Si-poly	Modelo	Advent 225
			Fabricante	Advent
Número de módulos FV		En serie	9 módulos	En paralelo
Nº total de módulos FV		Nº módulos	9	1 cadenas
Potencia global generador		Nominal (STC)	2025 Wp	Pnom unitaria
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	233 V	En cond. funciona.
Superficie total		Superficie módulos	15.0 m²	I mpp
				7.9 A
Inversor		Modelo	Sirio EVO 2000	
		Fabricante	Aros	
Características		Tensión Funciona.	100-720 V	Pnom unitaria
				2.00 kW AC
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)
				0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	495 mOhm	Fracción de Pérdidas
				1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas
				1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas
				1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo
				0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)				

Figura A1.SI.5

PVSYST V6.25	02/08/14	Página 2/4
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : San Javier
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	25°	acimut	15°	
Módulos FV	Modelo	Advent 225	Pnom	225 Wp	
Generador FV	N° de módulos	9	Pnom total	2025 Wp	
Inversor	Modelo	Sirio EVO 2000	Pnom	2000 W ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

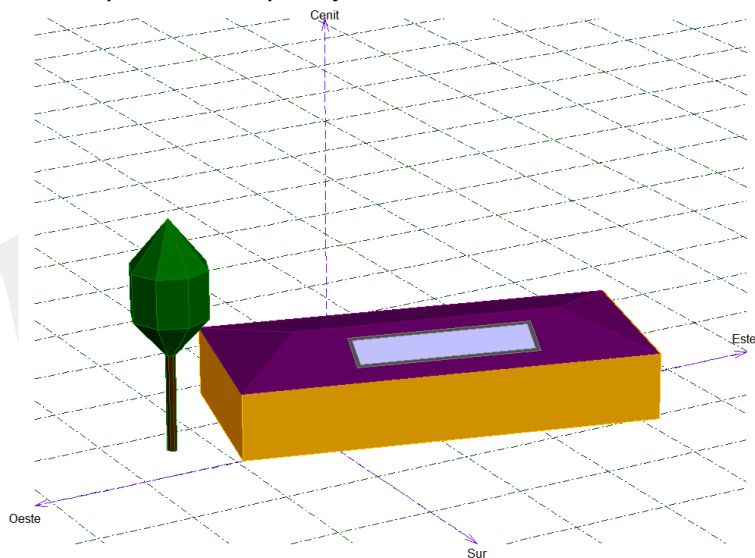


Diagrama de Iso-sombreados

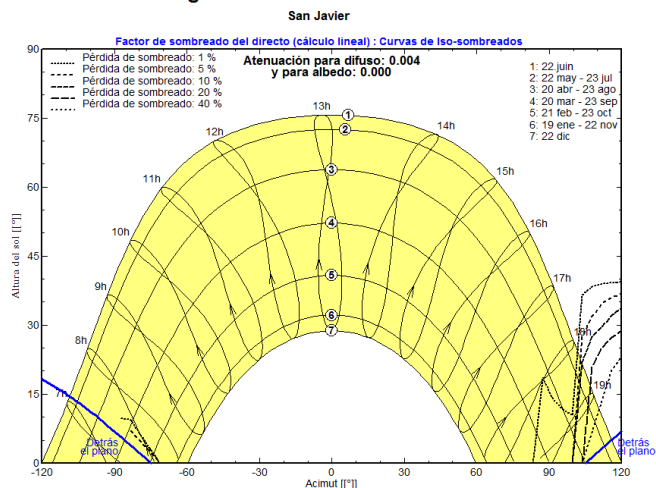


Figura A1.SJ.6

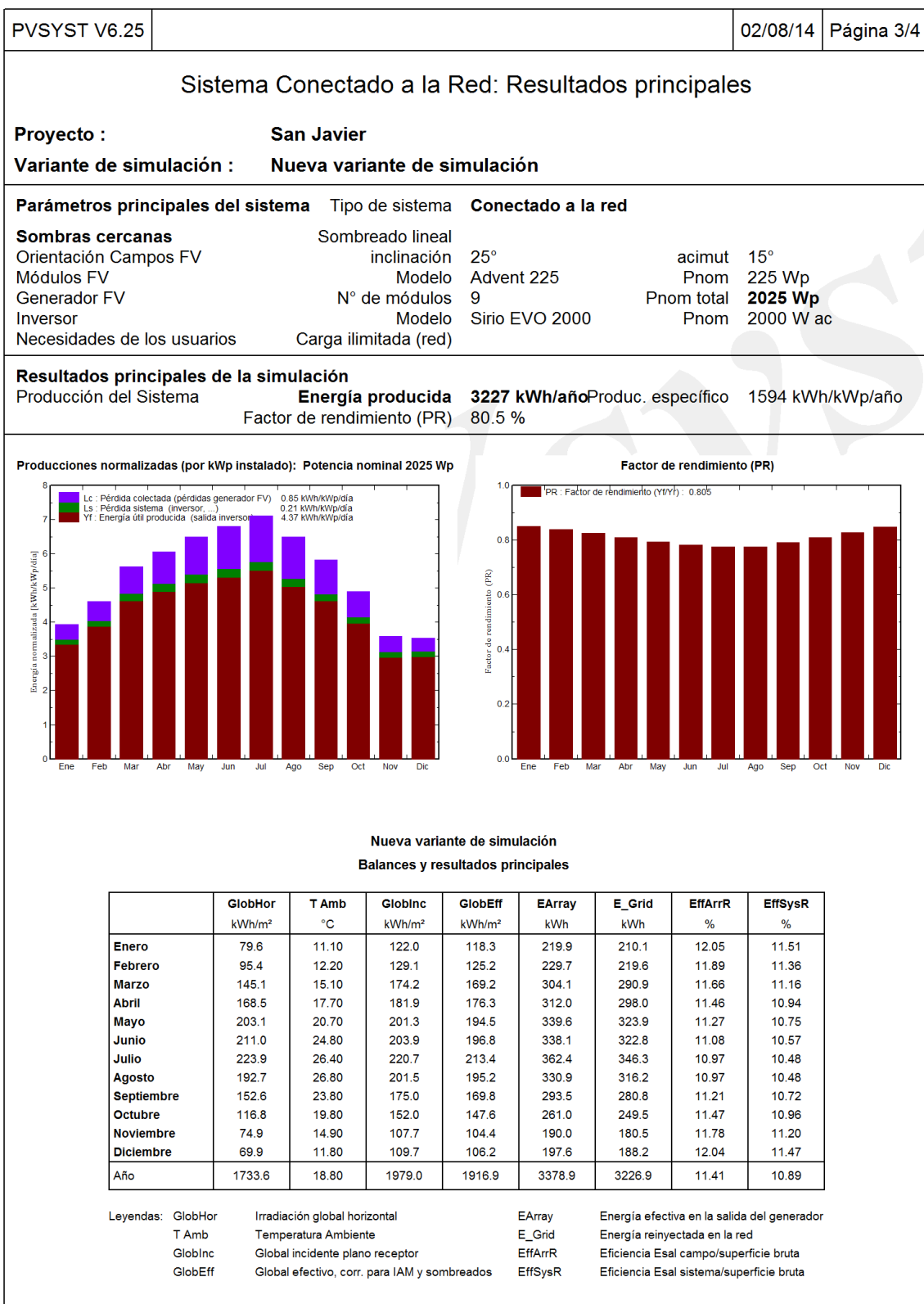


Figura A1.SI.7

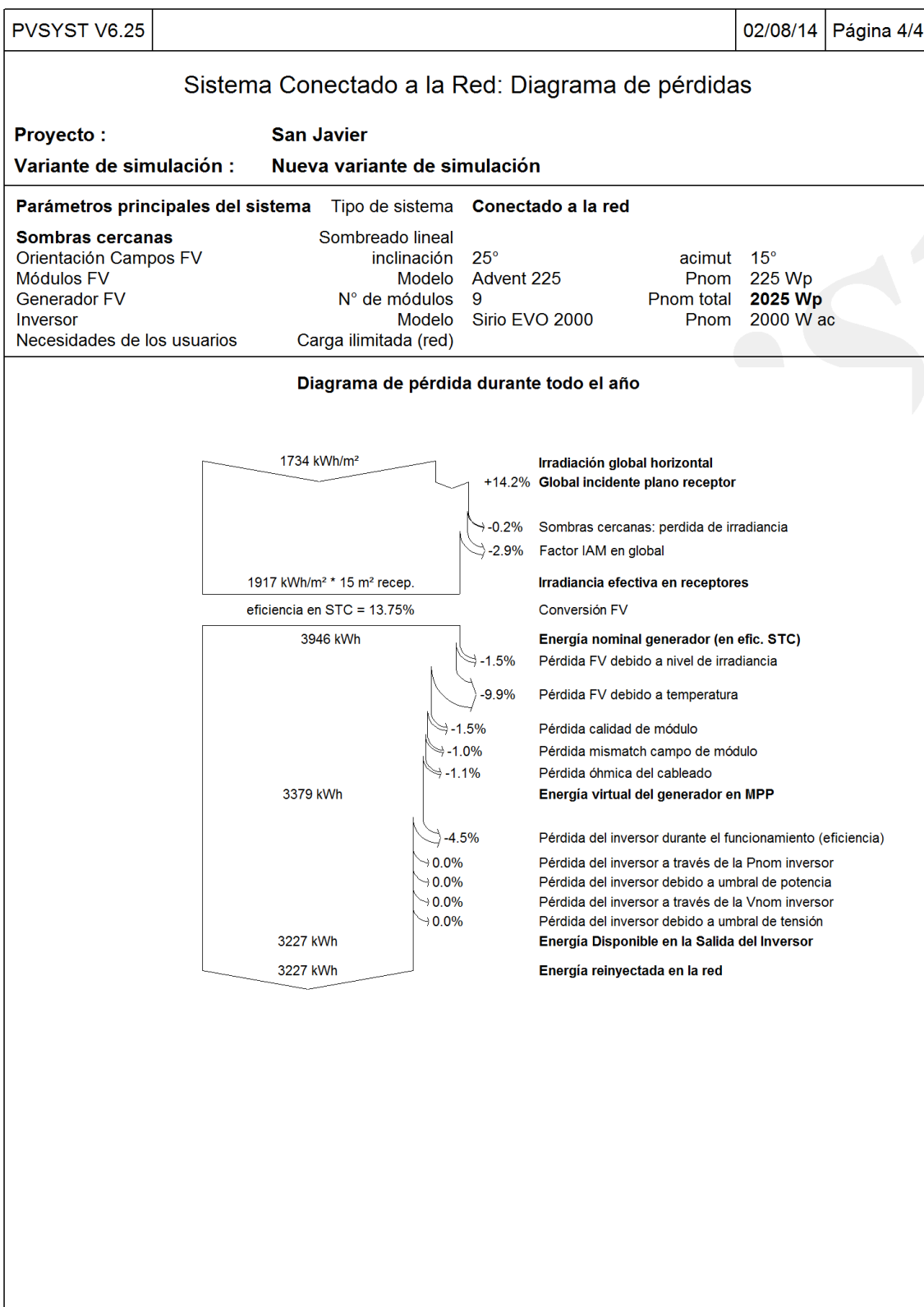


Figura A1.SJ.8

PVSYST V6.25			02/08/14	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
Proyecto : San Javier				
Lugar geográfico	San Javier	País	España	
Ubicación	Latitud	37.8°N	Longitud	0.8°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	1 m
Datos climatológicos:	San Javier	Síntesis - Meteonorm 6.1		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación				
Fecha de simulación 02/08/14 19h43				
Parámetros de la simulación				
Orientación Plano Receptor	Inclinación	25°	Acimut	15°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Características generador FV				
Módulo FV	Si-mono	Modelo	JKM190M-72	
		Fabricante	Jinkosolar	
Número de módulos FV		En serie	6 módulos	En paralelo 1 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	6	Pnom unitaria 190 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	1140 Wp	En cond. funciona. 1021 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	196 V	I mpp 5.2 A
Superficie total		Superficie módulos	7.7 m²	Superf. célula 6.6 m²
Inversor		Modelo	X01-010	
		Fabricante	Aero-Sharp	
Características		Tensión Funciona.	150-400 V	Pnom unitaria 1.00 kW AC
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	630 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)				

Figura A1.SI.9

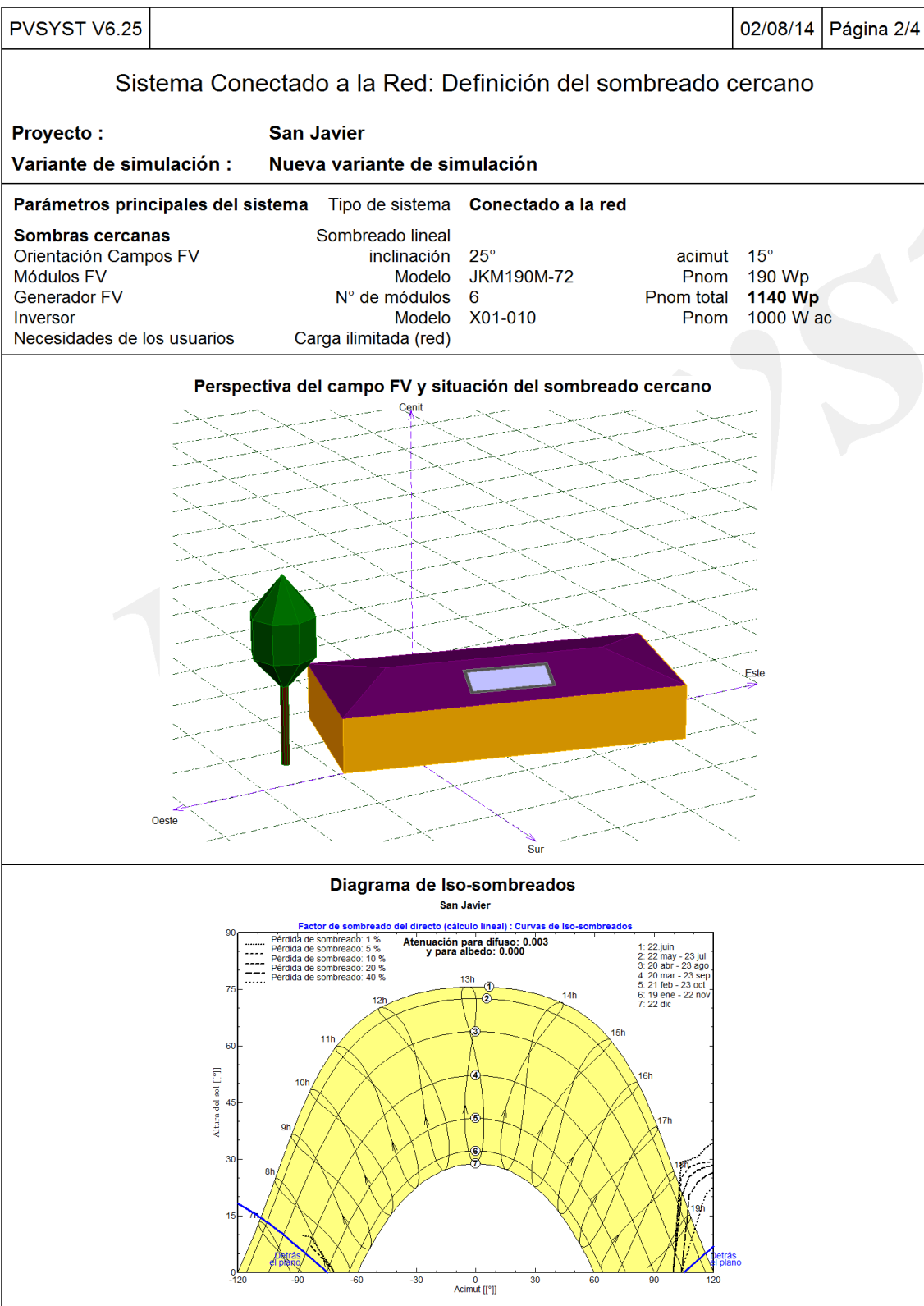


Figura A1.SJ.10

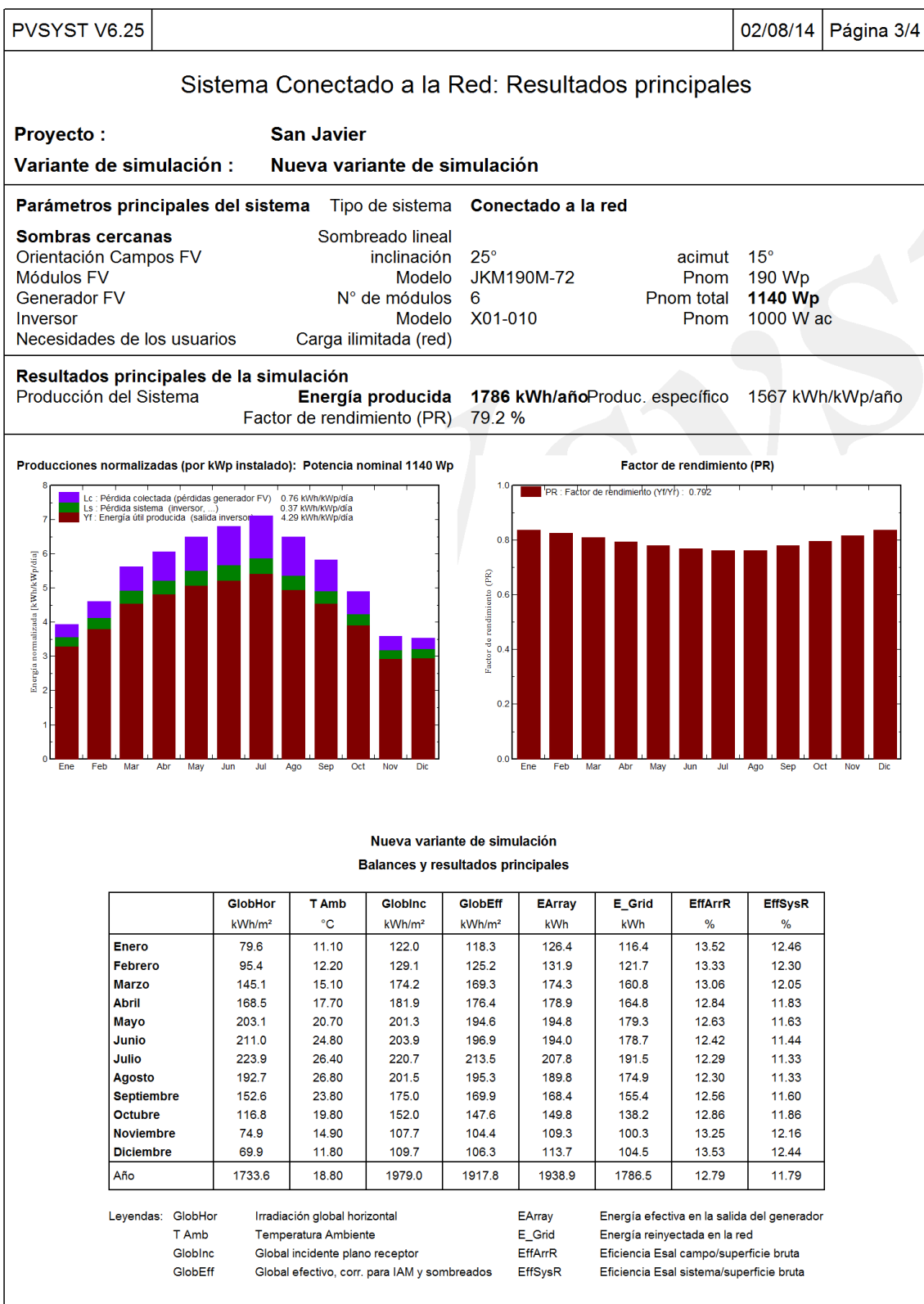


Figura A1.SJ.11

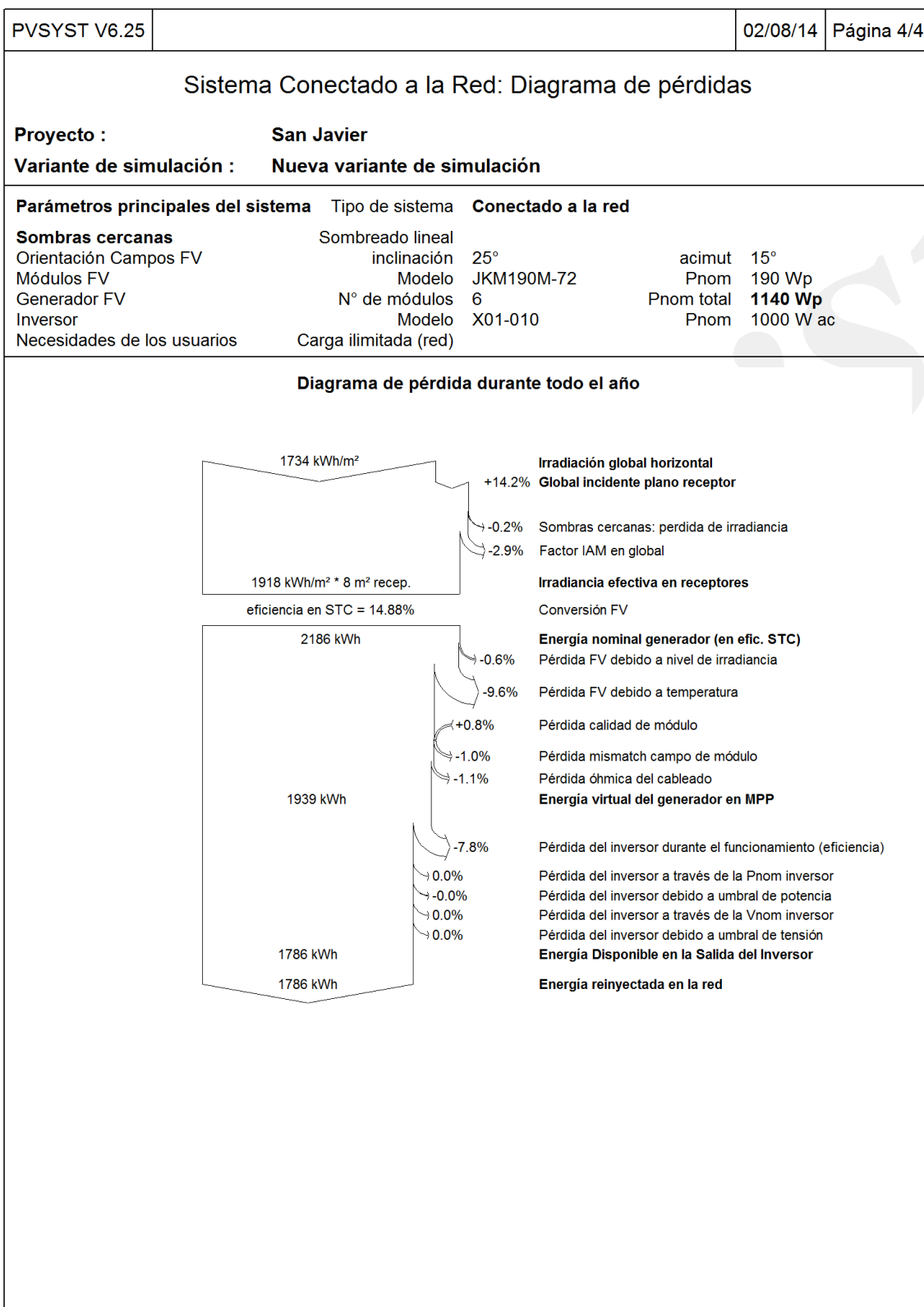


Figura A1.SJ.12

9. ANEXO II

Catálogos

www.jinkosolar.com

Jinko^{Solar}

JKM210M-72

MÓDULO MONOCRISTALINO
190-210 vatios

Jinko Solar introduce una nueva línea de módulos de alta eficiencia en amplia gama de aplicación.



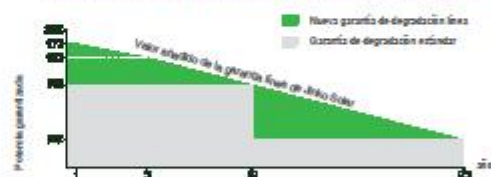
Principales características

- Alta eficiencia (hasta un 18,45%) gracias a una tecnología de fabricación superior y un diseño optimizado
- El recubrimiento antirreflejante optimiza la absorción de la luz y reduce el polvo superficial
- Células y módulos de aspecto más elegante
- La reducida temperatura nominal operacional de célula aporta más energía y rendimiento a lo largo del tiempo
- El módulo en conjunto cuenta con una elevada resistencia certificada al viento (2400 Pa) y a la nieve (5400 Pa)

CALIDAD Y SEGURIDAD

- Tolerancia positiva 0/+3% *
- Garantía de producto de 10 años (material y mano de obra) *
- Garantía de potencia (12 años al 90%, 25 años al 80%)
- Garantía de degradación lineal *

Garantía de degradación de primera categoría



* Según las necesidades del cliente y las condiciones contractuales

Fábrica con certificación ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001
Productos con certificación IEC61215, IEC61730, IEC61701, IEC62716

Aplicaciones



Tijeras residenciales conectados a la red eléctrica



Tijeras comerciales e industriales conectados a la red eléctrica

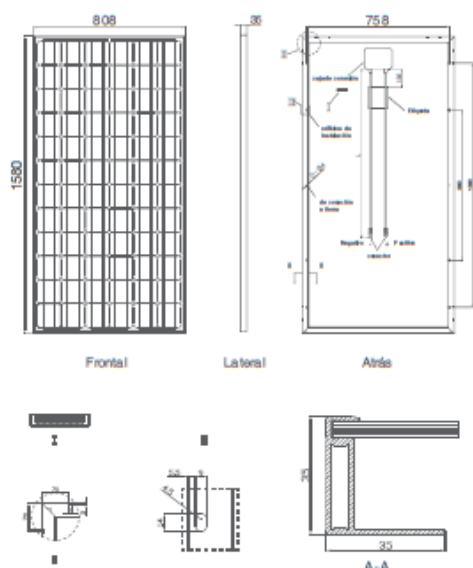


Plantas de energía solar



Sistemas no conectados a la red eléctrica

Dibujos técnicos



Embalaje

(Dos cajas = un pallet)

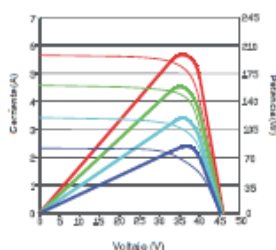
28 pzs./caja, 56 pzs./caja, 336 pzs./contenedor 20'
28 pzs./caja, 56 pzs./caja, 784 pzs./contenedor 40'

Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura

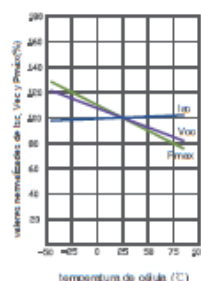
Curvas de Intensidad-Tensión y potencia-tensión (195W)

1000W/m² 1000W/m²

1000W/m² 1000W/m²



Coefficiente de temperatura según Isc, Voc y Pmax



Características mecánicas

Tipo de célula	Mono cristalina	125×125 mm (5 pulgadas)
Nº de células	72 (6×12)	
Dimensiones	1580×808×35mm (62,20×31,81×1,38 pulgadas)	
Peso	14.5kg (31.9 libras)	
Vidrio frontal	3,2 mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado	
Estructura	Aleación de aluminio anodizado	
Caja de conexión	Clase IP65	
Cables de salida	TUV 1×40 mm², longitud:900 mm	

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM190M		JKM195M		JKM200M		JKM205M		JKM210M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmáx)	190Wp	141Wp	195Wp	145Wp	200Wp	149Wp	205Wp	153Wp	210Wp	155Wp
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	36.6V	34.2V	36.8V	34.2V	36.9V	34.3V	37.2V	34.6V	37.4V	34.8V
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	5.19A	4.13A	5.30A	4.23A	5.42A	4.33A	5.51A	4.42A	5.61A	4.48A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	45.2V	42.1V	45.4V	42.2V	45.6V	42.4V	45.9V	42.7V	46.1V	42.9V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	5.56A	4.47A	5.67A	4.56A	5.80A	4.67A	5.90A	4.75A	5.99A	4.82A
Eficiencia del módulo (%)	14.88%		15.28%		15.67%		16.08%		16.46%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	10A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coefficiente de temperatura de PMAX	-0.40%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.29%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0.05%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

STC: Radiación 1000 W/m²

Célula módulo 25°C

AM=1.5

NOCT: Radiación 800 W/m²

Ambiente módulo 20°C

AM=1.5

Velocidad del viento 1m/s

* TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%

La empresa se reserva el derecho final de explicación de toda la información presentada por este medio. SP-MKT-210M_rev2014

Solar inverters

ABB string inverters
PVS300
3.3 to 8.0 kW



ABB string inverters cost-effectively convert the direct current generated by solar panels into high-quality alternating current that can be fed into the power network. Designed to meet the needs of the entire supply chain – from system integrators and installers to end users – these transformerless, single-phase inverters are suitable for small and medium-size photovoltaic systems connected to the public electricity network.

New inverter from the market leader in frequency converters

ABB is the global market leader in frequency converters and brings over 40 years experience, technology leadership and application know-how to all solar inverter projects. Such experience and technology for renewable energies ensures high quality, reliable and safe solar inverters are delivered every time.

String inverters packed with powerful features

ABB string inverters are designed for photovoltaic (PV) systems installed on residential, commercial and industrial buildings.

The ABB string inverter comes with a series of user-focused features including a high total efficiency that feeds more electricity to the grid thereby generating higher revenues; built-in protection, which reduces the need for costly external devices; a compact design that frees-up space for other equipment; and an intuitive and easy to read control unit that can be mounted within the inverter enclosure or remotely.

Highlights

- High total efficiency
- Built-in and monitored system protection devices
- High maximum input voltage
- Wide DC input voltage range
- Detachable control unit with graphical display
- Integrated performance data monitoring
- Outdoor IP55 enclosure with additional safety features

Power and productivity
for a better world™



ABB string inverters

High total efficiency

The ABB string inverter offers a high conversion and MPP tracking efficiency in all conditions. This means that more electricity can be fed to the public grid compared to that from similar available inverters. The result is higher revenues for the end-user, thereby ensuring a faster return on investment for the entire photovoltaic system.

Built-in protection

The ABB string inverter is designed with monitored protection devices built within its enclosure. This avoids the cost of external protection devices, enclosures, monitoring and safety devices. All of this enables easy installation of the inverter as there are fewer components within the system. Fewer components also

means more efficient use of space in installations that use multiple inverters. If needed these protection devices are easy and safe to replace by the user.

High maximum input voltage

The high maximum DC voltage allows more photovoltaic modules to be connected in series which results in higher string power for the same current. This helps to reduce cabling power losses and also cabling size and cost.



Technical data and types

Type code	PVS300-TL-3300W-2	PVS300-TL-4000W-2	PVS300-TL-4600W-2	PVS300-TL-6000W-2	PVS300-TL-8000W-2
	3.3 kW	4.0 kW	4.6 kW	6.0 kW	8.0 kW
Input (DC)					
Nominal PV-power (P_{PV})	3400 W	4100 W	4700 W	6100 W	8100 W
Maximum PV-power (P_{PVmax})	3700 W	4500 W	5200 W	6700 W	8900 W
DC voltage range, mpp (U_{DC})	335 to 800 V				
Max DC voltage (U_{DCmax})	800 V				
Nominal DC voltage, (U_{DC})	480 V				
Max DC current (I_{DCmax})	10.5 A	12.7 A	14.6 A	19.0 A	25.4 A
Number of DC inputs (parallel)	4, with MC4 quick connectors				
Output (AC)					
Nominal AC output power (P_{AC})	3300 W	4000 W	4600 W	6000 W	8000 W
Nominal AC current (I_{ACmax})	14.3 A	17.4 A	20.0 A	26.1 A	34.8 A
Nominal voltage (U_{AC})	230 V				
Operating range, grid voltage ¹⁾	180 to 276 V				
Operating range, grid frequency	47 to 63 Hz				
$I_{f(50)}$ ²⁾	< 3%				
Harmonic distortion of grid current	< 3%				
$P_{f(50)}$	1				
Power factor (cosφ)	1				
Grid connection	Single phase L, N and PE				
Transformer	No				
Efficiency					
Max efficiency (P_{ACmax})	97.1%				
Euro-eta	96.0%	96.3%	96.3%	96.6%	96.6%
Power consumption					
In standby operation ($P_{standby}$)	< 12 W				
Night consumption (P_{night})	< 1 W				
Environmental limits					
Degree of protection	IP55				
Permissible ambient temperature range	-25 C° to +60 C°				
Nominal power up to	+50 C°				
Relative humidity, not condensing	0 to 100%				
Max. altitude (above sea level) ³⁾	2000 m				
Acoustic noise level	≤45dBA				

¹⁾ Range to be adjusted specifically for each country standards.

²⁾ Range to be adjusted specifically for each country standards.

³⁾ Nominal output could be limited at higher altitudes.

ABB string inverters

High total efficiency

The ABB string inverter offers a high conversion and MPP tracking efficiency in all conditions. This means that more electricity can be fed to the public grid compared to that from similar available inverters. The result is higher revenues for the end-user, thereby ensuring a faster return on investment for the entire photovoltaic system.

Built-in protection

The ABB string inverter is designed with monitored protection devices built within its enclosure. This avoids the cost of external protection devices, enclosures, monitoring and safety devices. All of this enables easy installation of the inverter as there are fewer components within the system. Fewer components also

means more efficient use of space in installations that use multiple inverters. If needed these protection devices are easy and safe to replace by the user.

High maximum input voltage

The high maximum DC voltage allows more photovoltaic modules to be connected in series which results in higher string power for the same current. This helps to reduce cabling power losses and also cabling size and cost.



Technical data and types

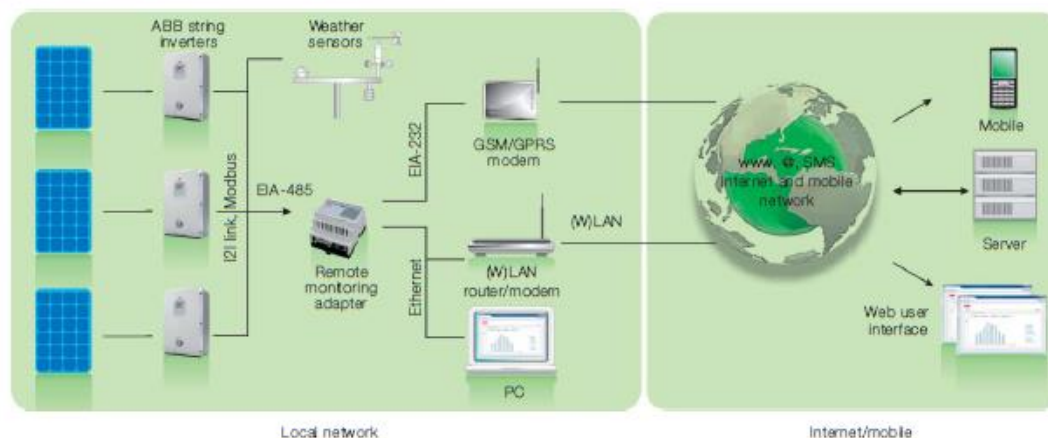
Type code	PVS300-TL-3300W-2	PVS300-TL-4000W-2	PVS300-TL-4600W-2	PVS300-TL-6000W-2	PVS300-TL-8000W-2
	3.3 kW	4.0 kW	4.6 kW	6.0 kW	8.0 kW
Input (DC)					
Nominal PV-power (P_{PV})	3400 W	4100 W	4700 W	6100 W	8100 W
Maximum PV-power (P_{PVmax})	3700 W	4500 W	5200 W	6700 W	8900 W
D.C.voltage range, mpp (U_{DC})	335 to 800 V				
Max DC voltage (U_{DCmax})	900 V				
Nominal DC voltage, (U_{DC})	480 V				
Max DC current (I_{DCmax})	10.5 A	12.7 A	14.6 A	19.0 A	25.4 A
Number of DC inputs (parallel)	4, with MC4 quick connectors				
Output (AC)					
Nominal AC output power (P_{AC})	3300 W	4000 W	4600 W	6000 W	8000 W
Nominal AC current (I_{ACmax})	14.3 A	17.4 A	20.0 A	26.1 A	34.8 A
Nominal voltage (U_{ACmax})	230 V				
Operating range, grid voltage ¹⁾	180 to 276 V				
Operating range, grid frequency (f_{AC}) ²⁾	47 to 63 Hz				
Harmonic distortion of grid current (K_{HD})	< 3%				
Power factor (cosφ)	1				
Grid connection	Single phase: L, N and PE				
Transformer	No				
Efficiency					
Max. efficiency (P_{PVmax})	97.1%				
Euro-eta	96.0%	96.3%	96.3%	96.6%	96.6%
Power consumption					
In standby operation ($P_{standby}$)	< 12 W				
Night consumption (P_{night})	< 1 W				
Environmental limits					
Degree of protection	IP55				
Permissible ambient temperature range	-25 °C* to +60 °C*				
Nominal power up to	+50 °C*				
Relative humidity, not condensing	0 to 100%				
Max. altitude (above sea level) ³⁾	2000 m				
Acoustic noise level	<45dBA				

¹⁾ Range to be adjusted specifically for each country standards.

²⁾ Range to be adjusted specifically for each country standards.

³⁾ Nominal output could be limited at higher altitudes.

ABB string inverter data communication principle



3AUJ000007072 REV A EN 20.4.2011 #14007

Intuitive control unit with versatile mounting options

The simplicity of the control unit enables a fast inverter set-up. The control unit can be mounted within the inverter enclosure or alternatively it comes with an optional wall mounting kit which enables it to be installed away from the actual inverter, for example on a wall inside the building. From here the user can monitor the inverter performance round-the-clock.

An optional wireless installation kit enables the control unit to be installed separately without cabling to the inverter. The photovoltaic system can be monitored from a living room or kitchen while the inverter is installed elsewhere such as a garage, roof or yard.

Accessories

- Control unit wall mounting kit, PVS-APK-F (includes surface and flush mounting frames)
- Control unit table stand and wireless communication kit, PVS-APK-M
- Remote monitor adapter with integrated web interface, SREA-50

Support and service

ABB supports its customers with dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing complete range of life cycle services.

For more information contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solar
www.abb.com

© Copyright 2011 ABB. All rights reserved.
Specifications subject to change without notice.



Remote monitoring adapter

Flush mounted control unit

Control unit with table stand

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

E

Energías renovables

CDP

Controlador dinámico de potencia



Descripción

El **CDP-0** es un controlador dinámico de potencia por desplazamiento del punto de trabajo del campo solar, que permite regular el nivel de generación de un inversor en una instalación fotovoltaica, en función del consumo del usuario. El **CDP-0** tiene por objetivo ajustar el nivel de producción de energía de uno o varios inversores en una instalación fotovoltaica al consumo del usuario. De esta forma, se consigue eliminar la inyección de potencia a la red en aquellas regiones en las que no está permitido.

La principal ventaja del **CDP-0** es que al incorporar *drivers* de las principales marcas de inversores*, la regulación de la producción fotovoltaica se puede hacer de forma muy precisa, a diferencia de otros métodos más antiguos donde el control se hace por relés y por tanto solo se pueden ajustar unos pocos valores de potencia.

En instalaciones monofásicas, el **CDP-0** permite monitorizar y registrar el consumo de energía del usuario, la producción de energía fotovoltaica y el consumo (o inyección) de la red eléctrica. En instalaciones trifásicas, el **CDP-0** permite monitorizar y registrar el consumo de energía del usuario y mediante un analizador de redes externo, monitorizar y registrar la producción de energía fotovoltaica y el consumo (o inyección) de la red eléctrica.

Algunas de las principales características del **CDP-0** son:

- Gestionar las principales marcas de inversores* y varios inversores por instalación
- Monitorización vía web (Smartphone, Tablet o PC)
- Datalogger y descarga de fichero .csv con datos históricos de consumos vía web
- Múltiples opciones de regulación vía web
- Pantalla con información de consumo, producción FV y consumo de red
- Posibilidad de utilización de analizadores de redes para aumentar información
- Doble protección contra inyección a red
- Comunicaciones Modbus/TCP para integración en SCADA

* Consultar en la página web la lista actual de inversores gestionados.

Aplicaciones

- Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sin inyección a red
- Instalaciones fotovoltaicas con sistema de monitorización
- Instalaciones fotovoltaicas con regulación de la inyección a red
- Sistema remoto de monitorización y registro de balance energético (con o sin inyección a red)

Características técnicas

Circuito alimentación	Tensión nominal (Tolerancia)	230 V.c.a. (80...115%)
	Frecuencia	50...60 Hz
	Consumo	6 VA
	Tensión nominal	12 V.c.c.
Circuito de medida de tensión	Consumo	6 W
	Margen de medida	10...300 V.c.a.
	Frecuencia	50...60 Hz
	Corriente nominal	.../250 mA
Circuito de medida de corriente	Corriente máxima	.../300 mA
	Potencia	0,5%
	Energía	1,0%
	Clase de precisión	
Salidas de relé	Número	4
	Tipo	Libre de potencial
	Corriente máxima de maniobra	6 A
	Comunicaciones	
Comunicaciones	Interfaz de usuario	Ethernet
	Comunicación con el inversor	RS-232, RS-485, RS-422
	Comunicación con otro equipos	RS-485
	Características mecánicas	
Características mecánicas	Dimensiones	6 módulos DIN
	Material	Plástico UL94 - V0 Autobextingible
	Peso	250 gr
	Temperatura de trabajo	-25...+70 °C
Condiciones ambientales	Humedad relativa	95% sin condensación
	Normas	
Normas	Seguridad de equipos eléctricos de medida y control	IEC 61010-1:2010,
	compatibilidad electromagnética	IEC 61000-6-2:2005, y IEC 61000-6-4:2011

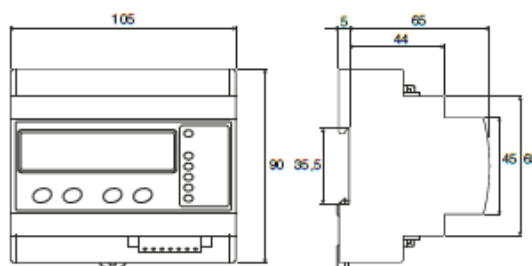
CDP

Controlador dinámico de potencia

Referencias

Tipo	Código	Descripción
CDP-E	ES1001	Controlador Dinámico de Potencia, Inyección Cero

Dimensiones



Visualización Web



Conexiones

